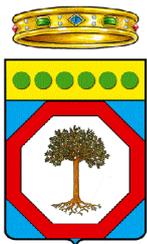


REGIONE  
PUGLIA



COMUNE DI  
FOGGIA



COMUNE DI  
MANFREDONIA



Provincia  
FOGGIA



**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO,  
DENOMINATO "CSPV MANFREDONIA" DELLA POTENZA COMPLESSIVA PARI  
A 53,84 MW<sub>p</sub> E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA  
REALIZZARSI NEI COMUNI DI FOGGIA (FG) E MANFREDONIA (FG)**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
*Strumenti di pianificazione e sistema vincolistico*  
*Relazione*

ELABORATO

**AM\_01\_PGT**

PROPONENTE:



**BLUE STONE RENEWABLE VI S.R.L.**

Via Vincenzo Bellini, 22  
00198 Roma (RM)  
pec: bluestonerenewable6srl@legalmail.it

Consulenti:

PROGETTO:



Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari - Tel. 080 3219948 - Fax 080 2020990

**ATECH srl**

Via della Resistenza 48  
70125- Bari (BA)  
pec: atechsrl@legalmail.it

*dott. Ing. Alessandro Antezza*

**Il DIRETTORE TECNICO**

*dott. Ing. Orazio Tricarico*

**Studio di Impatto Ambientale, Geologia, Paesaggio:**



Via Sergio Amidei, 43 - 00128 Roma - Italy  
tel (+39) 06.50.79.64.16 - fax (+39) 06.94.80.36.43

www.studiodiconsulenza3e.it  
info@studiodiconsulenza3e.it

**Il Responsabile del Gruppo di  
Progettazione Ambientale**

Dott. Geol. Andrea RONDINARA

**Il Geologo**

Dott. Geol. Andrea RONDINARA

Dott. Geol. Davide PISTILLO

**Paesaggio**

Dott. Arch. Vincenzo BONASORTA

EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	GIUNGO 2022	V. Bonasorta	A. Rondinara	A. Rondinara	Emissione

## INDICE

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>4</b>
1.1. Localizzazione degli interventi .....	4
<b>2. PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE .....</b>	<b>7</b>
2.1. La pianificazione di settore .....	10
2.1.1. Pianificazione e programmazione energetica europea.....	10
2.1.1.1. Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica .....	13
2.1.1.2. Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET) .....	15
2.1.1.3. Capacity Market.....	16
2.1.2. Pianificazione e programmazione energetica nazionale.....	18
2.1.2.1. La politica energetica nazionale .....	18
2.1.2.2. Strategia Energetica Nazionale (SEN) .....	21
2.1.2.3. Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC) .....	24
2.1.2.4. Quadro strategico 2019-2021 di ARERA .....	26
2.1.3. Pianificazione e programmazione energetica regionale.....	30
2.1.3.1. Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Regione Puglia.....	30
2.1.3.2. Regolamento Regionale Regione Puglia 24/2010.....	31
2.2. La pianificazione territoriale generale .....	33
2.2.1. Piano Urbanistico Territoriale Tematico (PUTT) Regione Puglia.....	33
2.2.2. Piano Territoriale Paesaggistico Regione Puglia .....	33
2.2.3. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia .....	38
2.2.1. Gli strumenti urbanistici comunali.....	41
2.2.1.1. Comune di Foggia .....	41
2.2.1.2. Comune di Manfredonia.....	43
2.2.1.3. Quadro di Assetto dei Tratturi e Piano Comunale dei Tratturi.....	44
<b>3. IL SISTEMA DEI VINCOLI E DELLE TUTELE .....</b>	<b>47</b>
3.1. Vincoli paesaggistici.....	47
3.2. Altri vincoli.....	49
3.2.1. Vincolo idrogeologico .....	49

3.2.2.	Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) .....	50
3.2.3.	Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Puglia .....	54
3.2.4.	Aree Protette e Rete Natura 2000 .....	57
3.2.5.	IBA – Important Bird Area .....	58
3.2.1.	Il censimento degli uliveti monumentali.....	59
4.	<b>CONCLUSIONI</b> .....	<b>61</b>

## 1. PREMESSA

Oggetto del presente elaborato è l'analisi della pianificazione territoriale e di settore relativa al progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico, denominato "CSPV MANFREDONIA" della potenza complessiva pari a 53,84 MWP e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nei Comuni di Foggia (FG) e Manfredonia (FG).

La presente relazione, quindi, ha come obiettivo principale la ricostruzione dei rapporti di coerenza intercorrenti tra progetto proposto e gli obiettivi perseguiti dagli strumenti di programmazione e pianificazione all'interno dei quali l'insieme degli interventi che lo caratterizzano sia riconducibile.

### 1.1. Localizzazione degli interventi

L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico ricade nel territorio comunale di Foggia, in località "S. Giuseppe" (Lat. 41.6303°, Long. 15.9183°) ad una distanza di circa 4 km in direzione est dal centro abitato.

Il sito è delimitato a nord dalla strada provinciale SP 70, a sud dalla strada statale 544 e ad est dalla strada provinciale SP 76.

Inoltre, l'autostrada adriatica A 14 attraversa da nord a sud l'area di progetto.

Il cavidotto esterno si estenderà per circa 11 km oltre che nel medesimo territorio comunale di Foggia, anche nel comune di Manfredonia fino al raggiungimento della sottostazione elettrica "Plc Manfredonia" (41.445° Lat., 15.759° Lon.).

In tabella 1, sono riportate le caratteristiche dimensionali e morfologiche e i relativi riferimenti catastali dell'area interessata dalla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico.

Progetto per la realizzazione di un impianto agrolvoltaico, denominato "CSPV MANFREDONIA" della potenza complessiva pari a 53,84 MWP e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nei Comuni di Foggia (FG) e Manfredonia (FG)



*Inquadramento dell'area occupata dal futuro impianto agrolvoltaico*

Comune	Foglio	Particella	Superficie (ha)	Altitudine (m)
Foggia	151	196	3,98	53
Foggia	151	240	37,27	52
Foggia	152	3	19,18	50
Foggia	152	28	3,13	46
Foggia	152	29	8,11	46
Foggia	152	41	2,23	47
Foggia	152	92	3,22	47
Foggia	152	112	1,54	47
Foggia	152	113	2,28	47
Foggia	152	114	2,35	47
Foggia	152	146	0,34	51
Foggia	152	149	0,51	51
Foggia	152	217	14,14	48
Foggia	152	218	13,16	49

Tabella 1 - Riferimenti catastali e dimensionali dell'area di progetto interessata dall'installazione dei pannelli solari

## 2. PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE

Secondo la sua tradizionale articolazione il quadro pianificatorio è suddivisibile nelle seguenti categorie:

- pianificazione generale.
- pianificazione separata.

La pianificazione generale comprende gli strumenti di pianificazione aventi per finalità il governo del territorio, colto nella sua totalità e complessità. Appartengono a questa categoria i piani territoriali di area vasta di livello regionale e provinciale, e quelli urbanistici locali.

La pianificazione separata è costituita dalla pianificazione di settore e nello specifico, in questa sede, date le caratteristiche dell'oggetto dello studio, si è fatto riferimento al settore energetico oltre che, naturalmente a quello ambientale.

Stante la natura dell'opera proposta ed in ragione della richiamata articolazione del quadro pianificatorio, nel caso in specie questo è stato articolato secondo i diversi livelli di competenza nazionale, regionale, provinciale e locale.

Sono stati in ultimi presi in considerazione il sistema dei vincoli e delle tutele, derivanti dalla legislazione nazionale e regionale o apposti dall'amministrazione statale.

Tale complessità di tipologie di pianificazione origina quindi un altrettanto complesso insieme di rapporti Opera – Piani, i quali sono in primo luogo distinguibili in "rapporti di coerenza", qualora riferiti agli obiettivi, ed in "rapporti di conformità", nel caso in cui abbiano ad oggetto la rispondenza con l'apparato normativo.

Muovendo da tale classificazione dei rapporti Opera – Piani, appare evidente come la trattazione dei rapporti di conformità riguardanti aspetti direttamente connessi a fenomeni potenzialmente determinati dalle azioni di progetto, come ad esempio l'inquinamento atmosferico o quello acustico, oppure il rischio idraulico, possa trovare più pertinente trattazione all'interno di quelle parti dello Studio di Impatto Ambientale nelle quali detti fenomeni sono indagati.

In altre parole, si ritiene che svolgere la trattazione di detta tipologia di strumenti pianificatori all'interno del presente capitolo, ossia in modo avulso dall'esame dei termini in cui l'opera in progetto concorre alla determinazione di quei fenomeni la cui regolamentazione è oggetto di tali Piani, non

arrechi alcun beneficio alla comprensione sia del rapporto Opera – Piani, sia del fenomeno al quale questo si riferisce.

Le tipologie di rapporti Opera – Piani ai quali si è fatto riferimento sono le seguenti:

- "Rapporti di coerenza", aventi attinenza con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori;
- "Rapporti di conformità", aventi attinenza con l'apparato normativo dei Piani e del regime di tutela definito dal sistema dei vincoli e dalla disciplina ambientale.

Il contesto pianificatorio di riferimento preso in esame, in quanto utile a determinare informazioni ed elementi pertinenti all'opera di progetto viene riassunto di seguito:

Ambito	Strumento	Estremi
Regionale	Piano Urbanistico territoriale PUTT	Approvazione con DGR n.1748 del 15/12/2000, la Regione Puglia
	Piano paesaggistico Territoriale Regionale (PTPR) della Puglia	DGR 1435 del 2 agosto 2013 la Giunta Regionale ha adottato il Piano Paesaggistico
Provinciale	Piano territoriale di Coordinamento Provinciale	adottato con D.C.P. dell'11/12/2008
Comune	Comune di Foggia	Adottato con Delibera del Consiglio Comunale n. 64 del 6 dicembre 1992 e definitivamente approvato con Delibera della Giunta Regionale n.1005 del 20 luglio 2001
	Comune di Manfredonia	Approvato con Delibera della Giunta Regionale n.8 del 22 gennaio 1998

### PIANIFICAZIONE GENERALE

Livello	Strumento	Estremi
Europeo	Sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra	Direttiva 2003/87/CE (ultimo aggiornamento Direttiva 2018/410/CE)
	Libro Verde sull'energia	Commissione Europea - 2006
	Roadmap 2050	Commissione Europea - 2011
	Clean Energy Package	Commissione Europea - 2016

Livello	Strumento	Estremi
Nazionale	Piano di Azione Nazionale sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	
	Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili	D.M. 10 settembre 2010
	Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE	D.lgs. n. 28/2011
	Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalita' di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing).	D.M. 15 marzo 2012
	Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2017)	Decreto 11/12/2017 del Ministero dello Sviluppo economico
	Strategia Energetica Nazionale (SEN)	Decreto interministeriale del 10 novembre 2017 del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
	Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)	Ministero dello Sviluppo Economico
	Quadro strategico 2019-2021 di ARERA	Deliberazione ARERA n. 242/2019/A del 18 giugno 2019
Regionale	Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Puglia	Approvato con DGR n° 827del 08/06/2007
	Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da	Regolamento Regionale Regione Puglia 24/2010

Livello	Strumento	Estremi
	fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.	

## PIANIFICAZIONE SEPARATA – SETTORE ENERGETICO

### 2.1. La pianificazione di settore

#### 2.1.1. Pianificazione e programmazione energetica europea

Le priorità della politica energetica dell'Unione Europea sono indicate nel Libro Verde sull'energia pubblicato dalla Commissione Europea nel 2006. Esse sono:

- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici (security of supply);
- limitare la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi (competitiveness);
- coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico (sustainability).

Alla luce di queste priorità, il 10 gennaio 2007 la Commissione ha definito un pacchetto integrato di misure – il cosiddetto "pacchetto energia" – che istituisce la Politica energetica europea. Le proposte della Commissione sono state appoggiate dai capi di stato e di governo dell'Unione i quali, in occasione del Consiglio Europeo del marzo 2007, hanno ufficialmente lanciato la cosiddetta strategia del "20-20-20 entro il 2020". Più esattamente, si vogliono raggiungere, entro il 2020, i seguenti risultati:

- riduzione delle emissioni di CO2 del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- aumento dell'efficienza energetica pari al 20% del consumo totale di energia primaria;
- incremento della percentuale complessiva delle energie rinnovabili, portandola a circa il 20% del consumo totale di energia dell'UE (per raggiungere questo obiettivo si è deciso anche che ogni Paese dell'Unione debba aumentare del 10% l'uso di biocarburanti nel settore dei trasporti entro il 2020).

Tali obiettivi sono stati declinati tramite un Pacchetto di direttive noto con il nome di "Pacchetto 20-20-20" e successivamente implementati nelle normative nazionali dagli Stati Membri.

La Commissione Europea ha sviluppato, inoltre, un importante strumento di natura volontaria per gli Enti Locali per la promozione degli obiettivi del "20-20-20": il cosiddetto "Patto dei Sindaci". Questa iniziativa impegna le città europee a ridurre di almeno il 20% le proprie emissioni di gas serra al 2020 attraverso l'attuazione di un Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES). I Comuni firmatari si impegnano in particolare a preparare un Inventario Base delle Emissioni (Baseline) come punto di partenza per il PAES e a presentare piani di monitoraggio e valutazione delle azioni intraprese. Gli impegni assunti con la sottoscrizione del Patto dei Sindaci sono vincolanti.

Successivamente, nel 2011, la Commissione ha definito nella tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050, attraverso la Roadmap 2050 il cui principale obiettivo è la riduzione, entro il 2050, delle emissioni di gas serra da 80 a 95% rispetto ai livelli del 1990.

Nel 2016, la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative note sotto il nome di Clean Energy Package, volte a rivedere le politiche europee in materia di energia e clima coerentemente con gli impegni derivanti dall'Accordo di Parigi e con la Roadmap europea al 2050. Il Pacchetto è stato approvato definitivamente da Parlamento e Consiglio Europeo nel corso del 2018 ed è attualmente in fase di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale EU.

Il Clean Energy Package, oltre a stabilire e aggiornare le norme di funzionamento del sistema elettrico comunitario, stabilisce gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica al 2030:

- contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali di energia pari al 32% entro il 2030. Non viene indicata la declinazione di tali obiettivi a livello settoriale o di Stato Membro, ma si lascia a ciascun Paese tale compito;
- riduzione dei consumi finali di energia al 2030 pari al 32,5% e introduzione di un sistema di risparmio di energia finale in capo agli operatori pari allo 0,8% annuo a partire dal 2021 e rispetto alla media dei consumi finali del triennio 2016-2018.

Gli Stati Membri devono indicare il proprio contributo a tali obiettivi e le misure che intendono mettere in atto, tramite la presentazione dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima e un attento sistema di monitoraggio periodico di cui la Commissione Europea sarà partecipe.

Per quanto riguarda la regolamentazione europea di dettaglio sul contenimento delle emissioni di gas serra, la Commissione europea con la direttiva 2003/87/CE ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (modificato successivamente con la Direttiva 2009/29/CE che lo perfeziona e dal Piano Triennale di Attuazione del PER 2017-2019 che lo estende), "al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica".

Il sistema ETS (Emission Trading System) europeo è di tipo cap-and-trade, ovvero fissa un limite massimo (cap) per le emissioni di CO<sub>2</sub> generate dai circa 10.000 impianti industriali più energivori europei (di cui circa 1.400 situati in Italia) che ricadono nel campo di applicazione della direttiva, e che sono responsabili del 50% delle emissioni di CO<sub>2</sub> europee, lasciando agli operatori la libertà di scegliere se adempiere all'obbligo di riduzione delle proprie emissioni oppure acquistare da altri operatori (possessori di diritti in eccesso rispetto alle loro necessità) i diritti di emissione necessari per gestire il proprio impianto. A partire dal 2013, i diritti di emissione vengono assegnati principalmente tramite aste centralizzate a livello europeo, con eccezioni previste per alcuni settori esposti a livelli elevati di competizione internazionale (ai quali una parte delle quote di emissione viene assegnata a titolo gratuito).

Successivamente la direttiva 2018/410/CE ha aggiornato il sistema di emission trading, stabilendo che:

- per ottemperare in maniera economicamente efficiente all'impegno di abbattere le emissioni di gas a effetto serra della Comunità rispetto ai livelli del 1990, le quote di emissione assegnate a tali impianti dovrebbero essere, nel 2030, inferiori del 43% rispetto ai livelli di emissione registrati per detti impianti nel 2005;
- a decorrere dal 2021 un decremento annuo lineare pari al 2,2%;
- un meccanismo di aggiustamento del quantitativo di quote in circolazione finalizzato ad assorbire l'eccesso di offerta;
- l'istituzione del Fondo Innovazione per il finanziamento di tecnologie low carbon e del Fondo Modernizzazione per modernizzazione i sistemi energetici di 10 Stati Membri caratterizzati da situazioni economiche peggiori rispetto alla media UE.

Il progetto in esame contribuisce senz'altro a raggiungere gli obiettivi del COP21 e alle azioni che l'Italia dovrà intraprendere per garantire la sua partecipazione a quanto proposto nell'accordo.

### **2.1.1.1. Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica**

Il Clean Energy Package ha aggiornato gran parte della regolamentazione europea relativa al mercato dell'energia elettrica. Esso infatti aggiorna i seguenti provvedimenti, facenti parte del Terzo Pacchetto Energia del 2009:

- la Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia;
- il Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Le misure adottate nel Terzo Pacchetto Energia mirano, tra l'altro:

- a rafforzare i poteri e l'indipendenza dei regolatori nazionali dell'energia;
- ad incrementare la collaborazione fra i gestori delle reti di trasmissione di elettricità e gas, in modo da favorire un maggior coordinamento dei loro investimenti;
- a favorire la solidarietà fra gli Stati membri in situazioni di crisi energetica.

In tale contesto, l'Europa ha avviato importanti modifiche nella regolamentazione del settore dell'energia caratterizzate dalla liberalizzazione dei servizi energetici a rete, cioè quelli relativi alla fornitura dell'energia elettrica e del gas. Questo processo ha origini nella Direttiva 96/92/CE, abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE, oggi sostituita dalla citata Direttiva 2009/72/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, fino ad arrivare alla nuova formulazione da poco approvata nell'ambito del Clean Energy Package. Tali norme hanno trovato applicazione con gradualità nei diversi Stati Membri; in Italia, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica si è realizzata per effetto del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999, che ha stabilito che sono completamente libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, mentre le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato, che le ha attribuite in concessione a Terna S.p.A..

Il processo di liberalizzazione è avvenuto progressivamente, inizialmente riguardando solo le grandi imprese, poi le aziende ed in fine, dal 1° luglio 2007 (con il Decreto Legge n. 73 del 2007 convertito con modificazioni dalla L. 3 agosto 2007, n. 125 (in G.U. 14/08/2007, n.188) tutti i clienti, privati e aziende, possono scegliere il proprio fornitore di energia elettrica, realizzandosi così la liberalizzazione completa del settore.

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale Europea del 14 giugno 2019 degli ultimi quattro provvedimenti del pacchetto Clean Energy Package, l'Unione Europea completa la riforma del proprio quadro per la politica energetica, stabilendo i presupposti normativi per la transizione verso l'energia pulita. Ricordiamo i quattro provvedimenti adottati:

- Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.
- Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.
- Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica.
- Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.

In particolare, quest'ultima e il regolamento 2019/943 sono relativi al mercato interno dell'elettricità e hanno lo scopo di renderlo più flessibile tenendo conto del peso sempre più preponderante delle rinnovabili. Per evitare di finanziare le fonti fossili, il regolamento prevede un limite di emissione di 550 g di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica: le nuove centrali elettriche che hanno maggiori emissioni non potranno partecipare ai meccanismi di capacità (ovvero a remunerazioni per i fornitori di elettricità che si impegnano a mantenerla e metterla a disposizione in caso di bisogno per garantire la sicurezza del sistema elettrico, vedi successivo § 2.2.1.3). Le centrali esistenti potranno continuare ad esercire solo a determinate condizioni e comunque non oltre il 1 luglio 2025.

### **2.1.1.2. Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)**

Con il Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET Plan, Nov. 2007), la Commissione Europea riporta l'innovazione tecnologica al centro delle strategie per ridurre le emissioni di gas serra e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Dopo la liberalizzazione dei mercati energetici e l'introduzione di importanti meccanismi finanziari (emission trading) volti ad attribuire un valore economico alla riduzione delle emissioni, l'attenzione torna sullo sviluppo tecnologico, in particolare su quelle tecnologie che consentono di accrescere l'efficienza energetica e di ridurre le emissioni di gas serra.

L'obiettivo è quello di pilotare, attraverso tali tecnologie, una rivoluzione nella domanda di servizi energetici, tale da conseguire, entro il 2020, una riduzione dei consumi di energia del 20% rispetto alle previsioni tendenziali, una penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico del 20% e una riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli 1990, creando nello stesso tempo opportunità di sviluppo economico per l'Europa.

Il SET Plan si configura in parte come strumento di attuazione delle linee di politica energetica indicate dal Consiglio Europeo e, in parte, come strumento organizzativo verso assetti più funzionali della cooperazione e dell'integrazione europea nel settore energetico.

Il SET Plan offre ai Paesi Membri elementi e strategie per ricalibrare le loro politiche di sviluppo delle tecnologie a basse emissioni e per individuare delle traiettorie tecnologiche per il conseguimento degli obiettivi comunitari.

In particolare, il Piano strategico europeo per le tecnologie energetiche stabilisce:

- l'avvio di una serie di nuove iniziative industriali europee prioritarie, incentrate sullo sviluppo di tecnologie per le quali la cooperazione a livello comunitario costituisce un valore aggiunto eccezionale;
- il potenziamento di ricerca e innovazione del settore industriale mediante coordinamento delle attività europee, nazionali e private;
- l'istituzione di un'alleanza europea della ricerca nel settore dell'energia per rafforzare considerevolmente la cooperazione tra gli organismi di ricerca nel settore dell'energia;

- un'attività più intensa di programmazione e previsione a livello europeo per le infrastrutture e i sistemi energetici.

Per consentire di tracciare un quadro preciso delle tecnologie energetiche in Europa sono previsti anche l'istituzione di un sistema di informazione e la messa a punto, in collaborazione con gli Stati membri, di un procedimento che consenta la pianificazione congiunta della ricerca sulle tecnologie energetiche.

Nel settembre 2015 la Commissione ha pubblicato una Comunicazione che definisce la nuova strategia di ricerca e innovazione dei prossimi anni. Il SET Plan così integrato mette in evidenza i settori in cui l'Unione Europea deve rafforzare la cooperazione con i Paesi del SET Plan e coi portatori di interesse per introdurre sul mercato nuove, efficienti e competitive tecnologie a basse emissioni di carbonio.

Il progetto in esame risulta essere coerente con le strategie comunitarie in materia di pianificazione energetica.

### **2.1.1.3. Capacity Market**

I meccanismi di remunerazione della capacità (CRM, Capacity Remuneration Mechanisms) sono misure volte a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (copertura del picco di domanda con adeguato margine di riserva). In genere, questi meccanismi permettono ai fornitori di capacità elettrica di ottenere una remunerazione supplementare, che si aggiunge alle entrate ottenute dalla vendita dell'elettricità sul mercato, in cambio del mantenimento della capacità esistente o dell'investimento in capacità nuova. Tale remunerazione supplementare, potendo avere un impatto sulla concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica, deve essere valutata alla luce delle norme UE in materia di aiuti di Stato.

I meccanismi di remunerazione della capacità approvati sono stati analizzati, infatti, sulla base della Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, che definisce i criteri che tali meccanismi devono soddisfare per risultare conformi alle norme comunitarie in materia di aiuti di Stato. In tale contesto, la Commissione Europea ha tenuto conto delle informazioni raccolte nel quadro della sua indagine settoriale in materia di aiuti di Stato relativa ai meccanismi di remunerazione della capacità, conclusasi nel 2016, condotta in undici Stati membri tra cui il Belgio, la Francia, la Germania, l'Italia e la Polonia.

Nella relazione finale dell'indagine settoriale si evidenzia che i meccanismi di remunerazione della capacità devono rispondere ad un genuino bisogno di sicurezza dell'approvvigionamento ed essere concepiti in modo tale da evitare le distorsioni della concorrenza e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento al minor costo possibile per i consumatori.

Il piano italiano, approvato dalla Commissione Europea nel febbraio del 2018, prevede l'introduzione di un meccanismo di remunerazione di capacità sotto forma di Capacity Market, la cui partecipazione è aperta a tutte le risorse. Il meccanismo è stato approvato per un periodo di dieci anni, durante i quali l'Italia attuerà anche alcune riforme del mercato, con cui intende porre rimedio ai rischi strutturali che caratterizzano l'approvvigionamento del mercato dell'energia elettrica.

In sintesi, lo schema si sostanzia nel fatto che i fornitori di capacità possono ottenere una compensazione finanziaria in cambio della disponibilità a produrre energia elettrica o, nel caso degli operatori della gestione della domanda, della disponibilità a ridurre il consumo di energia elettrica.

Il meccanismo di remunerazione della capacità sarà accompagnato anche da alcune riforme del mercato; la prima riforma riguarda il miglioramento della rete di trasmissione nazionale: l'intenzione è quella di investire nella capacità di trasmissione transfrontaliera e realizzare una serie di riforme che consentiranno ai mercati dell'energia elettrica di inviare segnali di investimento più chiari. Queste riforme, tuttavia, non risultano sufficienti a garantire il livello auspicato di sicurezza dell'approvvigionamento a breve termine, ed è per questo che, alla luce delle attuali circostanze, il meccanismo di remunerazione della capacità si rivela necessario.

Il recente Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 approva la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market). Il provvedimento disciplina appunto le remunerazioni supplementari pagate ai grandi impianti di produzione elettrica, per la loro disponibilità a produrre energia in caso di problemi strutturali di sicurezza, e gli incentivi destinati agli operatori della gestione della domanda, per la disponibilità a ridurre i propri consumi. Sarà dunque individuato il valore massimo del premio e del prezzo di esercizio tale da ridurre i costi del sistema e gli oneri a carico dei consumatori, con verifica degli effetti prodotti.

## **2.1.2. Pianificazione e programmazione energetica nazionale**

### **2.1.2.1. La politica energetica nazionale**

#### La disciplina nazionale in materia di fonti rinnovabili

Nel 2010 il Governo ha pubblicato il Piano di Azione Nazionale (PAN) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE. Il PAN costituisce il documento programmatico che delinea le azioni utili al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante per l'Italia di coprire con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi nazionali.

L'obiettivo deve essere raggiunto mediante l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili nei settori:

- elettricità;
- riscaldamento e raffreddamento;
- trasporti.

Per ciascuna area di intervento il PAN delinea le principali linee d'azione, evidenziando come le misure da attuare riguardino non solo la promozione delle fonti rinnovabili per usi termici e per i trasporti, ma anche lo sviluppo e la gestione della rete elettrica, l'ulteriore snellimento delle procedure autorizzative e lo sviluppo di progetti di cooperazione internazionale. Il PAN contiene, inoltre, l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi.

In attuazione della direttiva 2001/77/CE, modificata dalla direttiva 2009/28/CE, sono state approvate con il D.M. 10 settembre 2010 le "Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

In attuazione della direttiva 2009/28/CE è stato pubblicato nel 2011 il D.lgs. n. 28/2011, che definisce il quadro degli strumenti, inclusi i meccanismi incentivanti, e delle autorizzazioni ai fini del raggiungimento dell'obiettivo italiano sulle fonti rinnovabili.

In concomitanza con la definizione della disciplina sulle semplificazioni delle procedure amministrative per l'autorizzazione degli impianti e alla ridefinizione del quadro degli incentivi, con il D.M. 15 marzo 2012 è stata definita la ripartizione dell'obiettivo nazionale di sviluppo delle fonti

rinnovabili (del 17%) tra le varie Regioni italiane, il cosiddetto "Burden Sharing". Gli obiettivi, intermedi e finali, per ciascuna regione e Provincia autonoma sono riportati nella seguente tabella.

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
<b>Italia</b>	<b>5,3</b>	<b>8,2</b>	<b>9,3</b>	<b>10,6</b>	<b>12,2</b>	<b>14,3</b>

*Traiettoria degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020*

#### La disciplina nazionale in materia di efficienza energetica

Nell'ambito dell'efficienza energetica lo strumento programmatico di riferimento per la definizione delle misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica fissati a livello nazionale è il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE). Tali obiettivi possono riassumersi nei seguenti: sicurezza degli approvvigionamenti, riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini e promozione di filiere tecnologiche innovative e tutela ambientale, anche in relazione alla riduzione delle emissioni climalteranti. Il PAEE pone le basi per una pianificazione strategica delle misure ed una valutazione dei loro effetti ed assicura la programmazione ed attuazione di un coerente set di misure mirate a concretizzare il potenziale risparmio energetico tecnicamente ed economicamente conseguibile in tutti gli ambiti dell'economia nazionale all'orizzonte 2020.

Dopo le prime due edizioni, PAEE 2007 e PAEE 2011, il Piano è stato oggetto di importanti aggiornamenti, coerentemente alle nuove disposizioni introdotte dal D.lgs. n. 102/2014 di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (direttiva 27/2012/CE). Il PAEE 2014 definisce gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, le misure di policy attivate per il loro raggiungimento e presenta la valutazione quantitativa dei risparmi conseguiti alla fine del 2012 sia in relazione agli obiettivi al 2016 fissati dal PAEE 2011, sia in relazione agli obiettivi della SEN relativi al periodo 2011-2020.

Quanto contenuto nel PAEE 2014 è stato poi oggetto di continuità con l'approvazione del PAEE 2017 (approvato con Decreto 11/12/2017 del Ministero dello Sviluppo economico), che costituisce di fatto un aggiornamento del precedente ai sensi dell'art. 24 par.2 della direttiva 2012/27/UE. Infatti, il PAEE 2017 comprende al suo interno le misure nazionali per il miglioramento dell'efficienza energetica, i risparmi di energia attesi e/o conseguiti e stime sul consumo generale di energia primaria previsto nel 2020.

Il Piano 2017 prende atto della relazione annuale sull'efficienza energetica recante i progressi realizzati al 2016 nel conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020, della relazione annuale sulla cogenerazione in Italia, relativa all'anno di produzione 2015, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione Europea nell'aprile 2017 e della relazione sui regimi nazionali obbligatori di efficienza energetica e sulla notifica del metodo, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione europea nel dicembre 2013, in applicazione dell'art. 7 della direttiva 2012/27/UE.

#### [La disciplina nazionale in materia di emissioni dei gas serra](#)

Tramite il Piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di emissioni di gas climalteranti, approvato a marzo 2013, è stato definito il processo di decarbonizzazione dell'economia del Paese tramite un set di azioni e misure di supporto alla green economy, in coerenza con la Strategia Energetica Nazionale e in linea con gli impegni internazionali di mitigazione climatica.

Tra le misure proposte, si segnalano il prolungamento delle detrazioni di imposta per l'efficienza energetica in edilizia, l'estensione fino al 2020 del meccanismo dei Certificati Bianchi, l'introduzione di nuove misure per la promozione di fonti energetiche rinnovabili sia elettriche che termiche,

l'istituzione del Catalogo delle tecnologie, dei sistemi e dei prodotti per la decarbonizzazione dell'economia italiana e il rifinanziamento del Fondo rotativo di Kyoto.

### **2.1.2.2. Strategia Energetica Nazionale (SEN)**

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

Di seguito si riportano i principali obiettivi e le misure previste nel documento analizzato.

#### Decarbonizzazione e fonti rinnovabili

- Target di sviluppo delle fonti rinnovabili per un contributo pari al 28% sui consumi finali di energia al 2030, da raggiungere con traiettoria coerente con quanto indicato dalla Governance Europea (quindi pressoché lineare).
- Il raggiungimento dell'obiettivo 28% delle FER sui consumi finali lordi di energia si traduce per il settore elettrico in una quota del 55%. La Sen prevede un'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema energetico, a partire dall'uso del carbone nell'elettrico per intervenire gradualmente su tutto il processo energetico, per conseguire rilevanti vantaggi ambientali e sanitari e contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei. La Strategia prevede quindi l'impegno politico alla cessazione della produzione termoelettrica a carbone al 2025.
- Per il settore trasporti è previsto un contributo da fonti rinnovabili pari a 21% dei consumi settoriali, da raggiungere soprattutto con biocarburanti avanzati e mobilità elettrica.
- Per il settore termico il target (30%) verrà raggiunto mediante la promozione delle biomasse e delle pompe di calore, la riqualificazione del parco edilizio e lo sfruttamento del potenziale residuo da teleriscaldamento.

#### Sicurezza energetica

- Per il settore gas si procederà all'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e allo sviluppo del mercato del GNL e all'ammodernamento della rete di trasporto.
- Per il settore elettrico sono previste le seguenti linee di azione:

- avvio nel 2018 del capacity market per garantire l'adeguatezza del sistema, mantenendo la disponibilità della potenza a gas ancora necessaria, con priorità per quella flessibile, e integrando nel nuovo mercato nuove risorse (unità cross-border rinnovabili, accumuli, domanda attiva)
- potenziare ulteriormente le interconnessioni con l'estero; il raggiungimento degli obiettivi dell'Energy Union si concretizza infatti anche attraverso uno sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche in Europa, che figurano tra le priorità dell'agenda energetica;
- incrementare la capacità degli impianti di accumulo; infatti, ad integrazione degli sviluppi di rete, l'obiettivo di crescita delle fonti intermittenti al 55% al 2030 richiederà anche lo sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio;
- interventi sulle reti per integrare le fonti rinnovabili e aumentare la resilienza; la capacità di ridurre velocemente gli effetti degli eventi (fast recovery) è collegata sia all'organizzazione, alle risorse umane e strumentali da mettere in campo nella fase emergenziale, all'addestramento, ma anche al coordinamento con le istituzioni e con gli enti coinvolti nell'emergenza.

#### Efficienza energetica

- Nell'ambito dell'efficienza energetica, l'obiettivo della SEN 2017 è valorizzare pienamente le potenzialità di riduzione dei consumi esistenti in tutti i settori di impiego dell'energia, come pure di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia, adottando un approccio orizzontale che consenta di seguire il criterio del miglior rapporto costi/benefici. La SEN si propone di promuovere una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a circa 10 Mtep/anno al 2030, da conseguire prevalentemente nei settori non ETS.

In termini di decarbonizzazione l'impegno a promuovere il phase out in tempi relativamente brevi deve quindi comprendere contestualmente l'impegno alla realizzazione negli stessi tempi delle infrastrutture aggiuntive e l'adesione ad un sistema di intervento e di monitoraggio per autorizzare e realizzare le opere in tempi coerenti con il 2025, una volta che le stesse opere siano state valutate sotto il profilo ambientale e del rapporto costi/benefici. Il phase out del carbone rappresenterà, infatti, una discontinuità importante nel sistema elettrico nazionale, che dovrà essere affrontata ricorrendo ad un mix equilibrato di misure e strumenti quali nuovi sistemi di accumulo, sviluppo smart

delle reti, nuove risorse (demand response e vehicle grid integration) e nuovi impianti a gas per colmare il fabbisogno residuo del sistema.

Per realizzare il phase out in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.

Ad oggi, come evidenzia il SEN 2017, la diminuzione della potenza termoelettrica disponibile ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% nel 2016; tale margine, sebbene sufficiente in condizioni standard, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import. Ciò anche in ragione del fatto che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non programmabile risente ancora – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema – della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in particolari momenti della giornata, nonché della loro variabilità.

In questi termini la politica del Capacity Market rappresenta una delle principali soluzioni già messe in campo per garantire l'adeguatezza del sistema e dovrebbe superare le difficoltà incontrate di recente nel mantenimento di adeguati margini di riserva in condizioni di stress (picco di domanda, variazioni di import). Questo non sarà riservato solo alla capacità termoelettrica ma aperto ad una pluralità di opzioni tecnologiche, nazionali e cross border.

Lo scenario di penetrazione delle rinnovabili e di contestuale riduzione della produzione termoelettrica renderebbe necessario, secondo le stime di Terna, l'ulteriore capacità flessibile (i.e. OCGT2 o CCGT3). Terna stima tale necessità fino a 1,5 GW entro il 2025 (connessa al phase out del carbone), cui andrebbe ad aggiungersi un ulteriore potenza di 1 GW con orizzonte 2030. La dislocazione dovrà essere opportunamente promossa nel territorio, in relazione all'evoluzione del sistema. I tempi di realizzazione e i costi (quindi i tempi di ammortamento) possono essere drasticamente ridotti utilizzando i gruppi di cicli combinati dismessi o convertendo alcuni impianti CCGT al funzionamento in ciclo semplice.

### **2.1.2.3. Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)**

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima è stato approvato il 18 dicembre 2019. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha infatti pubblicato il testo, predisposto con il MATTM e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto-Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il 21 gennaio 2020, il Ministero dello sviluppo economico (MISE) ha dato notizia dell'invio alla Commissione Europea del testo definitivo del Piano.

Per supportare e fornire una robusta base analitica al PNIEC sono stati realizzati:

uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;

uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

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

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico, denominato "CSPV MANFREDONIA" della potenza complessiva pari a 53,84 MWP e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nei Comuni di Foggia (FG) e Manfredonia (FG)

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
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)
<b>Efficienza energetica</b>				
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)
<b>Emissioni gas serra</b>				
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%	
<b>Interconnettività elettrica</b>				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% <sup>1</sup>
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

*Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030*

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 l'Italia 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.

Sul fronte della domanda energetica, quindi, il PNIEC prevede un 30% di consumi finali lordi (CFL) coperti da fonti rinnovabili (FER) da raggiungere entro il 2030.

In generale ci si aspettano un importante contributo delle auto elettriche e ibride al 2030, con una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica di cui circa 1,6 milioni di mezzi full electric.

Sul piano dell'efficienza energetica, il PNIEC prevede una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e del 39,7% dell'energia finale (rispetto allo scenario PRIMES 2007). Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

Sul fronte emissioni, invece, il testo riporta una riduzione dei gas serra del 33% per tutti i settori che non rientrano nell'ETS, il mercato del carbonio europeo, ossia trasporti (esclusa l'aviazione), residenziale, terziario, industria non energivora, agricoltura e rifiuti.

Nel dettaglio per quel che riguarda la decarbonizzazione nel PNIEC si specifica che [...] l'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Si specifica anche che [...] per il verificarsi di tale transizione sarà necessario realizzare con la dovuta programmazione gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture.

L'Italia attuerà tutte le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO2 più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. [...].

#### **2.1.2.4. Quadro strategico 2019-2021 di ARERA**

Il 9 aprile 2019 si è svolta la consultazione (139/2019/A) per la presentazione del nuovo Quadro Strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) le cui audizioni si sono concluse il 9 maggio 2019; l'approvazione del documento è avvenuta con deliberazione di ARERA n. 242/2019/A del 18 giugno 2019.

Nel documento presentato, oltre ad obiettivi strategici (OS) per gli ambiti specifici "Ambiente" ed "Energia", l'Autorità ha individuato una serie di temi trasversali che vanno dalla tutela di un consumatore consapevole all'innovazione di sistema, fino agli interventi sulla stessa regolazione in un'ottica di semplificazione, trasparenza ed enforcement.

Tra i principali obiettivi del documento si segnalano:

un ruolo di maggiore centralità del consumatore, al quale si forniranno strumenti e azioni per una maggiore consapevolezza nelle proprie scelte;

una valorizzazione dell'innovazione della tecnologia e dei processi in ambito energetico ambientale;

una particolare attenzione allo sviluppo uniforme nelle diverse aree del paese, cui saranno applicati principi di regolazione asimmetrica al fine di rendere territorialmente più omogeneo il livello dei servizi pubblici.

Per quanto riguarda nello specifico l'area energia, il primo obiettivo è la creazione di "mercati efficienti e integrati a livello europeo". Nell'elettrico "l'Autorità dovrà armonizzare il disegno del mercato italiano compatibile con quello europeo, pur preservando la gestione centralizzata e co-ottimizzata del sistema da parte di Terna".

Gli obiettivi di decarbonizzazione introdotti a livello europeo e declinati a livello nazionale dalla proposta di Piano nazionale integrato energia clima, i limiti mostrati dal modello attuale di mercato elettrico nel supportare lo sviluppo di infrastrutture di generazione (al di fuori dagli schemi di incentivazione), e il progressivo superamento delle logiche storiche di approvvigionamento del gas naturale a favore di nuovi equilibri di mercato a livello globale, sono tre elementi che pongono una sfida importante per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico e del gas naturale nel medio periodo e un loro sviluppo e funzionamento efficiente.

Tale sfida chiama in causa la regolazione che deve fornire risposte efficaci proponendo un nuovo modello di mercato chiaro e coerente, riuscendo a conciliare la progressiva centralizzazione a livello europeo delle decisioni, con responsabilità che spesso restano a livello nazionale e sistemi nazionali molto diversi fra loro per ragioni storiche, culturali e territoriali.

In questo ambito si inquadrano le riforme regolatorie che, accanto a quelle che si stanno discutendo nel settore del gas naturale, dovranno accompagnare il settore elettrico nell'implementazione delle norme del Clean Energy Package (CEP). In quest'ambito l'Autorità individua, nel documento approvato, quattro obiettivi strategici.

- OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo;
- OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato;
- OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato;
- OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

La necessità di garantire l'equilibrio economico finanziario con gli obiettivi di efficientamento del servizio presenta nuove sfide e richiede lo sviluppo di nuovi strumenti regolatori che dovranno tenere conto anche delle nuove e diverse prospettive che si profilano per i settori gas ed elettrico, il primo chiamato a supportare la fase di transizione verso la decarbonizzazione, il secondo al centro del processo di trasformazione dei sistemi energetici e chiamato a supportare nuovi utilizzi (ad es. la mobilità elettrica), il crescente ruolo della produzione diffusa e l'integrazione di questa con il consumo.

Il nuovo pacchetto di norme europee del Clean Energy Package prevede una sempre maggiore partecipazione della domanda ai mercati energetici; lo sviluppo delle infrastrutture dovrà tenere debito conto dei nuovi elementi di contesto assicurando che i costi che i consumatori sono chiamati a coprire siano efficienti e sostenibili, che le priorità di investimento degli operatori siano allineate alle esigenze del sistema e che, i livelli di qualità del servizio convergano in tutte le aree del Paese allineati verso quelli delle aree meglio servite.

In questo contesto l'Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio

- OS.21 Promozione della qualità del servizio di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione.

Il sistema energetico è chiamato a gestire le sfide della decarbonizzazione in un contesto di crescente armonizzazione a livello europeo delle politiche energetiche, ove i singoli Piani nazionali integrati energia clima (PNIEC) rappresenteranno un importante strumento per il raggiungimento degli obiettivi europei.

Analogamente, il quadro regolatorio complessivo sarà sempre più affidato ad ACER, l’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia a cui le nuove disposizioni del Clean Energy Package attribuiscono nuove competenze e poteri decisionali diretti anche in ambiti sinora riservati alla regolazione nazionale.

In questo contesto l’Autorità ritiene di dover rafforzare la propria partecipazione, infatti l’Autorità ha sempre promosso la partecipazione attiva alle iniziative di condivisione delle buone pratiche regolatorie a livello internazionale e in particolare con i regolatori della Comunità energetica (ECRB) e del bacino Mediterraneo (MEDREG). In quest’ambito l’Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale
- OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

Tra le principali linee di intervento rispetto all’OS 22, si individuano le seguenti, di particolare interesse in relazione al progetto in esame:

e. Promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE, in particolare per quelli con cui il sistema elettrico italiano si troverà a essere interconnesso (nel breve periodo Montenegro e area balcanica e nel medio periodo area mediterranea) e collaborazione con i regolatori dell’Energy Community e di Medreg. [...]

Il progetto in esame trova la sua coerenza con la linea di intervento OS22e circa il completamento della disciplina del mercato della capacità e, in linea generale è sinergico rispetto a obiettivi e misure soprattutto legate all’efficientamento e integrazione del sistema energetico nazionale e internazionale.

### **2.1.3. Pianificazione e programmazione energetica regionale**

#### **2.1.3.1. Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Regione Puglia**

Con deliberazione della Giunta Regionale del 08 giugno 2007, n. 827, la Regione Puglia, ha adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale, contenente sia gli indirizzi e gli obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni, che un quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumeranno iniziative nel territorio della Regione Puglia in tale campo.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia è strutturato in tre parti:

- Il contesto energetico regionale e la sua evoluzione
- Gli obiettivi e gli strumenti
- La valutazione ambientale strategica

Il piano analizza nel dettaglio tutte le fonti di energia offerte dal mercato quali: l'energia elettrica da fonti fossili, l'eolico, il biomassa, il solare termico e fotovoltaico, la gestione idrica e le reti di energia elettrica e da gas naturale.

E' obiettivo generale del Piano quello di incentivare lo sviluppo delle energie rinnovabili, nella consapevolezza che ciò:

- può e deve contribuire in forma quantitativamente sostanziale alla produzione di energia elettrica regionale;
- contribuisce a diminuire l'impatto complessivo sull'ambiente della produzione di energia elettrica;
- determina una differenziazione nell'uso di fonti primarie;
- deve portare ad una concomitante riduzione dell'impiego delle fonti più inquinanti quali il carbone.

Il piano tiene in conto rischi di uno sviluppo incontrollato, come già in corso in alcune aree del territorio regionale, per cui viene considerato prioritario identificare dei criteri di indirizzo tali da evitare grosse ripercussioni anche sull'accettabilità sociale degli impianti. Il criterio di base prende in considerazione la possibilità di uno sviluppo diffuso su tutto il territorio regionale, compatibilmente con la disponibilità della risorsa fotovoltaica e i vincoli di tipo ambientale, in modo da "alleggerire" il carico su zone limitate.

Il piano definisce dei criteri che permettano il governo dello sviluppo di tale fonte rinnovabile.

I criteri si devono ispirare ai seguenti principi:

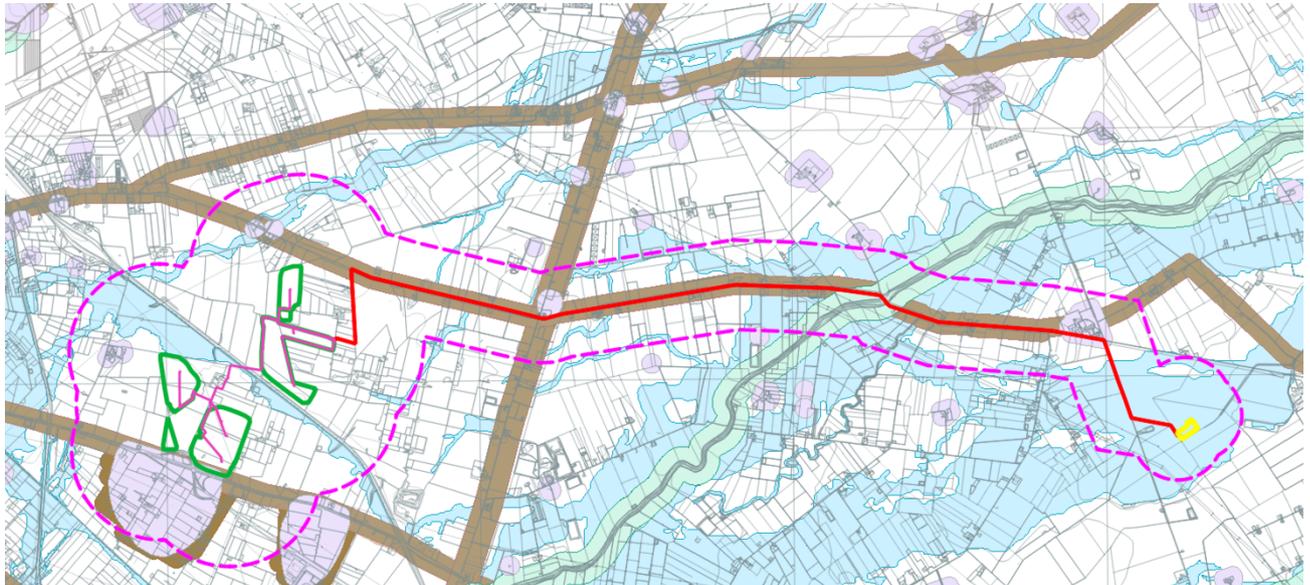
- coinvolgimento ed armonizzazione delle scelte delle Amministrazioni Locali;
- definizione di una procedura di verifica;
- introduzione di un elemento di controllo quantitativo della potenza installata.

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, in ultimo, 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..

### **2.1.3.2. Regolamento Regionale Regione Puglia 24/2010**

Al fine di verificare la sussistenza della coerenza del progetto con il sistema dei vincoli relativi alla pianificazione di settore, si è fatto riferimento al Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia (Regolamento Regionale Regione Puglia 24/2010).

Sulla base di quanto individuato nell'Allegato 3 del RR 24/2010, è stata elaborata la tavola "Carta di sintesi delle aree non idonee nell'area di impianto", nella quale sono state cartografate le aree non idonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici.



Legenda	
<p><b>Progetto</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Buffer_Corridoio di Studio</li> <li>Recinzione</li> <li>Futuro ampliamento SE Tema</li> <li>Linea MT esterna</li> <li>Linea MT interna</li> </ul> <p><b>Segnalazioni Carta dei Beni con buffer di 100 m.</b></p> <p><b>Siti UNESCO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ALBERO BELLO</li> <li>ANDRIA</li> <li>MONTE</li> </ul> <p><b>Versanti</b></p>	<p><b>Zone I.B.A.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&lt;all other values&gt;</li> </ul> <p><b>Zone Ramsar</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Zone S.I.C. e Zone Z.P.S.</li> <li>S.I.C. Posidonio</li> <li>Z.P.S.</li> </ul> <p><b>Grotte con buffer di 100 m.</b></p> <p><b>Immobili di interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/04)</b></p> <p><b>Interazioni con PIP - I Paduli</b></p> <p><b>Lame e gravine</b></p>
<p><b>Beni Culturali con 100 m. (parte II D.Lgs 42/04)</b></p> <p><b>Aree Protette Nazionali-Regionali</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Riserva Statale</li> <li>Parco Nazionale</li> <li>Parco Naturale Regionale</li> <li>Riserva Naturale Regionale Orientata</li> <li>Area Naturale Marina Protetta</li> <li>Riserva Naturale Marina</li> </ul> <p><b>Aree tutelate per legge art 142</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Boschi con buffer di 100 m.</li> <li><b>Fiumi torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m.</b></li> <li>Territori contermini ai laghi fino a 300 m.</li> <li>Territori costieri fino a 300 m.</li> </ul>	<p><b>Tratturi con buffer di 100 m.</b></p> <p><b>Zone archeologiche con buffer di 100 m.</b></p> <p><b>Coni Visuali</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Coni visuali (6 Km)</li> <li>Zone interne ai coni (6 Km)</li> <li>Boschi con buffer di 100 m.</li> <li>Coni visuali (4 Km)</li> <li>Zone interne ai coni (4 Km)</li> <li>Coni visuali (10 Km)</li> </ul>
<p><b>Zone interne ai coni (10 Km)</b></p> <p><b>PAI</b></p> <p><b>Pericolosità geomorfologica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>PG</li> <li>PS</li> </ul> <p><b>Pericolosità idraulica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>M</li> <li>A</li> </ul> <p><b>Rischio</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>R1</li> <li>R2</li> </ul> <p><b>PUTTP</b></p> <p><b>Ate A</b></p>	<p><b>Ate B</b></p> <p><b>Altre aree</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Area tampone</li> </ul> <p><b>Connessioni</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>fluviali-residuali</li> <li>corso d'acqua epiedocico</li> </ul> <p><b>Nuclii naturali isolati</b></p> <p><b>Sistema di naturalità</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>principale</li> <li>secondario</li> </ul> <p><b>Ulteriori siti</b></p>

Stralcio Carta delle Aree Non idonee - Regione Puglia

Come evidenziato nell'elaborato grafico, di cui si riporta uno stralcio, l'area di impianto risulta essere interessata, da:

- Segnalazione Carta dei Beni con buffer 100 mt;
- Fiumi torrenti e corsi d'acqua con un buffer do 150 mt;
- Tratturi con un buffer di 100 mt;
- Aree soggette a Pericolosità Media e Alta

Si rimanda alla Relazione Archeologica per una valutazione della condizione archeologica dei beni tutelati.

## **2.2. La pianificazione territoriale generale**

### **2.2.1. Piano Urbanistico Territoriale Tematico (PUTT) Regione Puglia**

Con DGR n.1748 del 15/12/2000, la Regione Puglia ha approvato il Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/P). Tale piano si configura come Piano Urbanistico Territoriale ad indirizzo Paesistico, ai sensi del D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.. Il Piano riporta la normativa d'uso del territorio a valenza paesaggistica.

Il PUTT/P, ai sensi dell'art. 100 comma 8 della NTA del PPTR, ha cessato la sua efficacia con l'approvazione definitiva del PPTR e pertanto nella presente analisi non verrà considerato come strumento di tutela paesaggistica.

### **2.2.2. Piano Territoriale Paesaggistico Regione Puglia**

#### **Premessa**

Il giorno 2 agosto 2013 con DGR 1435 la Giunta Regionale ha adottato il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR). Tale adozione, ai sensi della legge regionale n. 20 del 2009, sono entrate in vigore le misure di salvaguardia di cui all'art. 105 delle Norme Tecniche di Attuazione del PPTR, sia per i beni paesaggistici che per gli ulteriori contesti paesaggistici.

Con deliberazione n. 2022 del 29-10-2013, pubblicata sul BURP n. 108 del 06.08.2013, la Giunta Regionale ha inoltre approvato una serie di modifiche e correzioni al "TITOLO VIII NORME DI SALVAGUARDIA, TRANSITORIE E FINALI" delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) e alla sezione 4.4.1 delle Linee Guida del PPTR adottato con DGR n. 1435 del 2 agosto 2013.

Con deliberazione di Giunta Regionale n. 176 del 16 febbraio 2015 è stato APPROVATO IN VIA DEFINITIVA IL PIANO con efficacia dal 23 marzo 2015, data di pubblicazione sul BURP n. 40, in sostituzione del PUTT/P.

Successivamente a tale data il Piano ha subito degli aggiornamenti come dimostrano le numerose delibere regionali di cui le ultime DGR 1546/2019 e 932/2019.

#### **Contenuti dei PTPR**

Il PPTR disciplina l'intero territorio regionale e delinea gli ambiti paesaggistici della Regione.

Il Piano ne riconosce gli aspetti ed i caratteri peculiari derivanti dall'azione di fattori naturali, umani e dalle loro interrelazioni, nonché le caratteristiche paesaggistiche, e ne delimita i relativi ambiti ai sensi dell'art.135 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.

In particolare il PPTR comprende, conformemente alle disposizioni del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.:

- la ricognizione del territorio regionale, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche, impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni;
- la ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 del Codice, loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso ai sensi dell'art. 138, comma 1, del Codice;
- la ricognizione delle aree tutelate per legge, di cui all'articolo 142, comma 1, del Codice, la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione di prescrizioni d'uso intese ad assicurare la conservazione dei caratteri distintivi di dette aree e, compatibilmente con essi, la valorizzazione;
- l'individuazione degli ulteriori contesti paesaggistici, diversi da quelli indicati all'art. 134 del Codice, sottoposti a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione;
- l'individuazione e delimitazione dei diversi ambiti di paesaggio, per ciascuno dei quali il PPTR detta specifiche normative d'uso ed attribuisce adeguati obiettivi di qualità;
- l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, nonché la comparazione con gli altri atti di programmazione, di pianificazione e di difesa del suolo;
- l'individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse o degradate e degli altri interventi di valorizzazione compatibili con le esigenze della tutela.

Gli obiettivi generali del Piano danno luogo a cinque progetti territoriali di rilevanza strategica per il paesaggio regionale, finalizzati in particolare a elevarne la qualità e fruibilità. I progetti riguardano l'intero territorio regionale e sono così denominati:

- La Rete Ecologica Regionale;

- I sistemi territoriali per la fruizione dei Beni Culturali e Paesaggistici;
- Il Patto Città-Campagna;
- Il Sistema Infrastrutturale per la Mobilità Dolce;
- La Valorizzazione Integrata dei Paesaggi Costieri.

In particolare, il progetto territoriale denominato "La Rete Ecologica Regionale" delinea in chiave progettuale, secondo una interpretazione multifunzionale ed eco-territoriale del concetto di rete, un disegno ambientale di tutto il territorio regionale volto ad elevarne la qualità ecologica e paesaggistica.

La rete ecologica è attuata a due livelli. Il primo, sintetizzato nella Rete Ecologica della Biodiversità, che mette in valore tutti gli elementi di naturalità della fauna, della flora, delle aree protette, che costituiscono il patrimonio ecologico della regione; il secondo, sintetizzato nello Schema Direttore della Rete Ecologica Polivalente che, prendendo le mosse dalla Rete Ecologica della Biodiversità, assume nel progetto di rete in chiave ecologica i progetti del Patto Città - Campagna (ristretti, parchi agricoli multifunzionali, progetti CO2), i progetti della Mobilità Dolce (in via esemplificativa: strade parco, grande spina di attraversamento ciclopedonale nord sud, pendoli), la riqualificazione e la Valorizzazione Integrata dei Paesaggi Costieri (in via esemplificativa: paesaggi costieri ad alta valenza naturalistica, sistemi dunali).

#### Rapporti con il progetto

In merito al rapporto con il progetto proposto il PPTR sostiene che "La questione va dunque trattata non solo in termini di autorizzazioni secondo linee guida ma più articolatamente in merito a localizzazioni, tipologie di impianti" (cap. 4.4.1 del PTPR) al fine di rendere "coerenti gli obiettivi dello sviluppo delle energie rinnovabili con quelli della valorizzazione dell'ambiente e del paesaggio".

Nel caso specifico dell'impianto agro-fotovoltaico proposto presenta la nuova tipologia ad inseguimento solare ma risulta integrato dall'attività di coltivazione a foraggio dell'area sottostante.

Il PPTR ha elaborato un documento ad hoc rispetto all'obiettivo n. 10 sopra evidenziato e che riguarda direttamente il progetto in esame.

Tale documento esordisce dichiarando che "La riduzione dei consumi da un lato e la produzione di energia rinnovabile dall'altro sono i principali obiettivi della Pianificazione energetica regionale

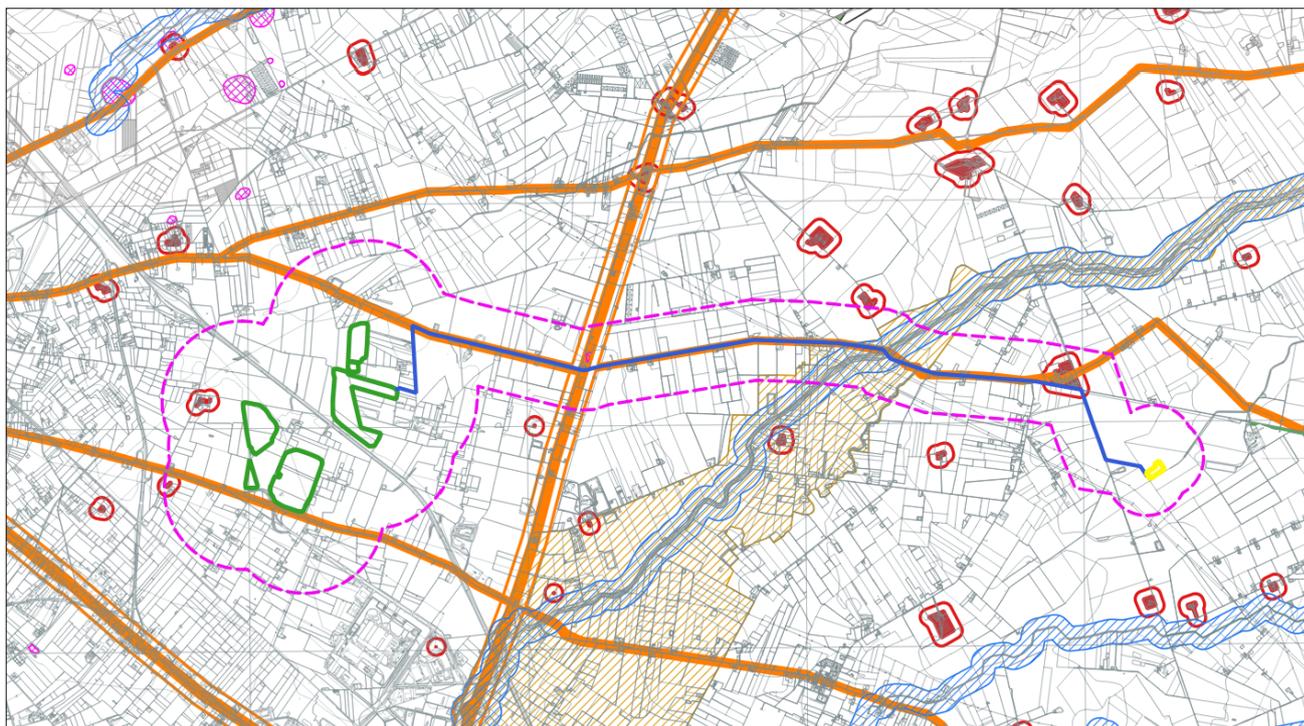
(PEAR) che il PPTR assume per orientare le azioni verso un adeguamento ed un potenziamento dell'infrastruttura energetica che punti anche a definire standard di qualità territoriale e paesaggistica".

#### Sistema delle Tutele

Il PPTR Puglia che recepisce il d.lgs. n.42/2004, organizza il sistema delle tutele (costituito dall'insieme dei beni paesaggistici (BP) e degli ulteriori contesti paesaggistici (UCP)) in tre strutture al paragrafo 6 del Piano, a loro volta articolate in componenti:

- 6.1. Struttura idro-geomorfologica:
  - 6.1.1 Componenti idrologiche
  - 6.1.2 Componenti geomorfologiche.
- 6.2. Struttura eco-sistemica e ambientale:
  - 6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali;
  - 6.2.2 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici.
- 6.3. Struttura antropica e storico-culturale:
  - 6.3.1 Componenti culturali e insediative;
  - 6.3.2 Componenti dei valori percettivi.

Nello specifico, i comuni pugliesi di foggia e Manfredonia, ricadono nell'ambito de "La Pianura del Tavoliere"



**Legenda**

— Buffer_Corridolo di Studio	— Futuro ampliamento SE Terna	PTPR Puglia	— Area_rispetto_rete tratturi	— Stratificazione insediativa_rete tratturi
— Recinzione	— Linea MT esterna	— Fascia rispetto fiumi_150m	— Area_rispetto_siti storico culturali	— Stratificazione insediativa_siti storico culturali
— Linea MT interna	— Formazioni arbustive	— Boschi	— Area_a_rischio_archeologico	— Paesaggi rurali

*Stralcio Carta dei vincoli Paesaggistici- Regione Puglia*

Dall'analisi cartografica emerge che l'impianto agrovoltaico non è interessato dalla presenza di beni tutelati. Le segnalazioni archeologiche più prossime sono esterne all'area di intervento, come si evince dalle tavole a corredo dello studio archeologico.

Mentre per quanto riguarda il cavidotto interrato di connessione dell'impianto alla rete Terna, sussistono interferenze con: la rete dei tratturi in particolare con il REGIO TRATTURELLO FOGGIA-ZAPPONETA e il REGIO BRACCIO CANDELARO-CERVARO; la fascia di rispetto "Masseria Rotonda"; la fascia di rispetto dei corpi idrici del fiume Cervaro; e l'area del Paesaggio Agrario del Parco Agricole del fiume Cervaro.

Nel caso specifico gli interventi e le opere previste dal progetto che interessano i beni tutelati per legge, (vedasi interferenze del cavidotto di connessione MT alla rete), risultano perfettamente compatibili.

Infatti la realizzazione del cavidotto non comporta modifiche al regime idraulico del fiume Cervaro ai sensi dell'art. 46 del PTPR.

Inoltre, la realizzazione del cavidotto interrato non determina compromissione degli elementi antropici, seminaturali e naturali caratterizzanti il paesaggio agrario ; pertanto risulta ammissibile e compatibile con le seguenti misure di salvaguardia:

- Art.81 Misure Salvaguardia Testimonianze della stratificazione
- Art.82 Misure salvaguardia aree di rispetto tratturi
- Art. 83 Misure di salvaguardia ed utilizzazione per i paesaggi rurali

Si rimanda alla Relazione Archeologica per una valutazione e salvaguardia della condizione archeologica dei beni tutelati.

### ***2.2.3. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia***

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (P.T.C.P.) della Provincia di Foggia, adottato con D.C.P. dell'11/12/2008 n. 58 e approvato in via definitiva con D.C.P. del 21/12/2009 n. 84, ha recepito, completato e precisato il PUTT/P (Piano Urbanistico Territoriale Tematico/Paesaggio, approvato con D.G.R. del 15/12/2000 n. 1748).

In particolare, il P.T.C.P., oltre ad aver riprodotto ampia parte delle norme di tutela statuite nel piano paesaggistico del 2000, ha dettato disposizioni integrative, con riferimento ad alcuni beni tutelati in precedenza.

Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia è dunque l'atto di programmazione generale del territorio provinciale. Definisce gli indirizzi strategici e l'assetto fisico e funzionale del territorio con riferimento agli interessi sovracomunali. Il Piano deve:

- tutelare e valorizzare il territorio rurale, le risorse naturali, il paesaggio e il sistema insediativo d'antica e consolidata formazione
- contrastare il consumo di suolo
- difendere il suolo con riferimento agli aspetti idraulici e a quelli relativi alla stabilità dei versanti

- promuovere le attività economiche nel rispetto delle componenti territoriali storiche e morfologiche del territorio
- potenziare e interconnettere la rete dei servizi e delle infrastrutture di rilievo sovracomunale e il sistema della mobilità
- coordinare e indirizzare gli strumenti urbanistici comunali.

Le prescrizioni del Piano si attuano mediante il coordinamento e la formazione dei Piani Urbanistici Generali (P.U.G.), comunali e intercomunali, e costituiscono disposizioni direttamente incidenti sul regime giuridico dei beni, regolandone gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite.

Il P.T.C.P. articola il comprensorio provinciale in Ambiti Paesaggistici, identificati da un insieme correlato ed interagente di requisiti fisiografici, naturalistici, agronomici e insediativi, contraddistinti da specifiche identità paesaggistiche ed omogenee caratteristiche di formazione ed evoluzione.

Il P.T.C.P. persegue finalità di tutela dell'integrità fisica e culturale del territorio che viene salvaguardata attraverso disposizioni inerenti:

- L'INTEGRITA' FISICA DEL TERRITORIO relativa all'assetto idrogeologico e geomorfologico (Tav. A1 del P.T.C.P.) ed alla vulnerabilità degli acquiferi (Tav. A2 del P.T.C.P.). In tale assetto le aree oggetto di intervento ricadono in aree soggette a rischio idraulico, ved. capitolo PAI;

- L'INTEGRITÀ CULTURALE DEL TERRITORIO, assicurando la tutela dei beni ambientali e paesaggistici di MATRICE NATURALE (Tav. B1 - Tutela dell'identità culturale: elementi di matrice naturale) e ANTROPICA (Tav. B2 e B2A - Tutela dell'identità culturale: elementi di matrice antropica). Le attività in progetto si inquadrano in aree agricole; e per quanto concerne la matrice antropica intercettano REGIO TRATTURELLO FOGGIA-ZAPPONETA e il REGIO BRACCIO CANDELARO-CERVARO.

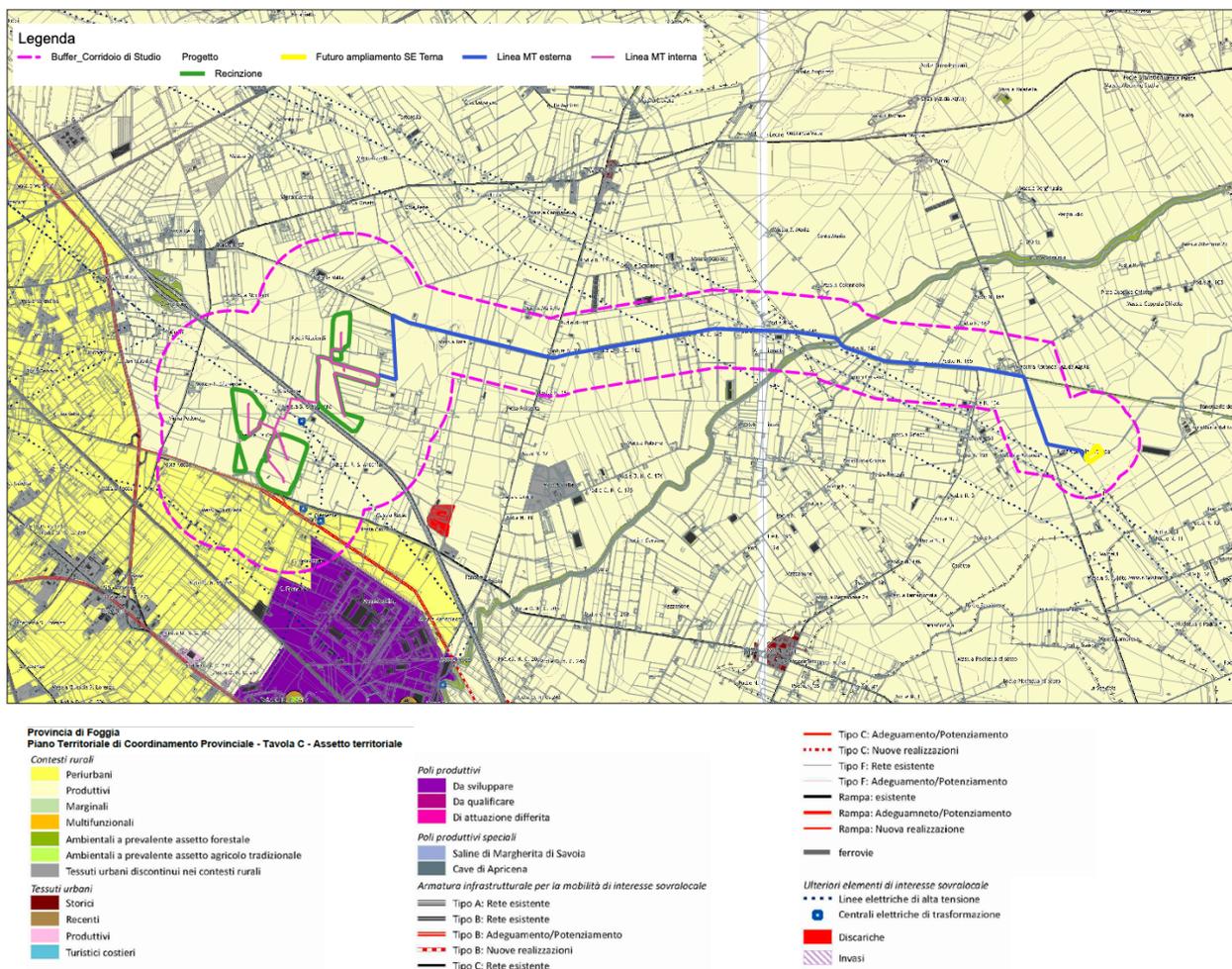
L'area dei tratturi facenti parte del sistema della qualità è disciplinata dagli strumenti urbanistici comunali, qualora dotati di "Piano Comunale dei Tratturi".

- ASSETTO DEL TERRITORIO, disciplina la pianificazione territoriale provinciale definendo:

a) le strategie per il sistema insediativo urbano e territoriale provinciale

b) gli indirizzi ed i criteri per la pianificazione urbanistica comunale definiti a livello regionale e, in particolare, i criteri per la individuazione dei contesti territoriali da parte degli strumenti urbanistici

generali con riferimento a quelli rurali e urbani e a quelli specializzati per attività produttive e turistiche.



*Stralcio PTCP di Foggia Assetto del Territorio*

Il sito rientra all'interno dei contesti "rurali produttivi" o a prevalente funzione agricola da tutelare e rinforzare. Il PTCP identifica questa porzione del territorio rurale del Tavoliere come caratterizzata dalla presenza di tessuto di aziende agricole che mantengono una elevata rilevanza economica e determinano una specifica connotazione del paesaggio rurale, caratterizzato da una rarefazione degli elementi diffusi di naturalità impoverimento delle risorse ambientali e paesaggistiche e una semplificazione della rete scolante.

Gli strumenti urbanistici comunali:

- Tutelano e conservano il sistema dei suoli agricoli produttivi, escludendone l'inserimento di nuovi usi e attività non strettamente connesse con l'attività agricola;
- Favoriscono lo sviluppo ambientale sostenibile delle aziende agricole, consentendo interventi edilizi volti ad assicurare dotazioni infrastrutturali, attrezzature legate al ciclo produttivo agricolo ed al trattamento ed alla mitigazione delle emissioni inquinanti, la trasformazione e l'ammodernamento delle sedi operative aziendali ivi compresi i locali adibiti ad abitazione e ad edifici per ospitare lavoratori stagionali.

Per quanto riguarda gli "Elementi di matrice naturale" e l'"Assetto territoriale" si precisa che l'intervento in progetto non prevede l'eliminazione delle essenze a medio ed alto fusto e di quelle arbustive, inoltre si sottolinea che l'intento progettuale prevede il connubio tra la realizzazione di un impianto fotovoltaico e lo sviluppo nelle porzioni non interessate dei moduli (interfila e fasce di rispetto) di un'area agro-ambientale. Nello specifico, la coltivazione di specie orticole per la coltivazione di asparagi.

Tutto ciò considerato si ritiene il progetto compatibile con le previsioni del piano.

### **2.2.1. Gli strumenti urbanistici comunali**

Le opere in progetto ricadono all'interno dei territori comunali di Foggia e Manfredonia. Di seguito si riportano gli atti di approvazione degli strumenti urbanistici comunali:

<b>Comune di Foggia</b>	Adottato con Delibera del Consiglio Comunale n. 64 del 6 dicembre 1992 e definitivamente approvato con Delibera della Giunta Regionale n.1005 del 20 luglio 2001
<b>Comune di Manfredonia</b>	Approvato con Delibera della Giunta Regionale n.8 del 22 gennaio 1998

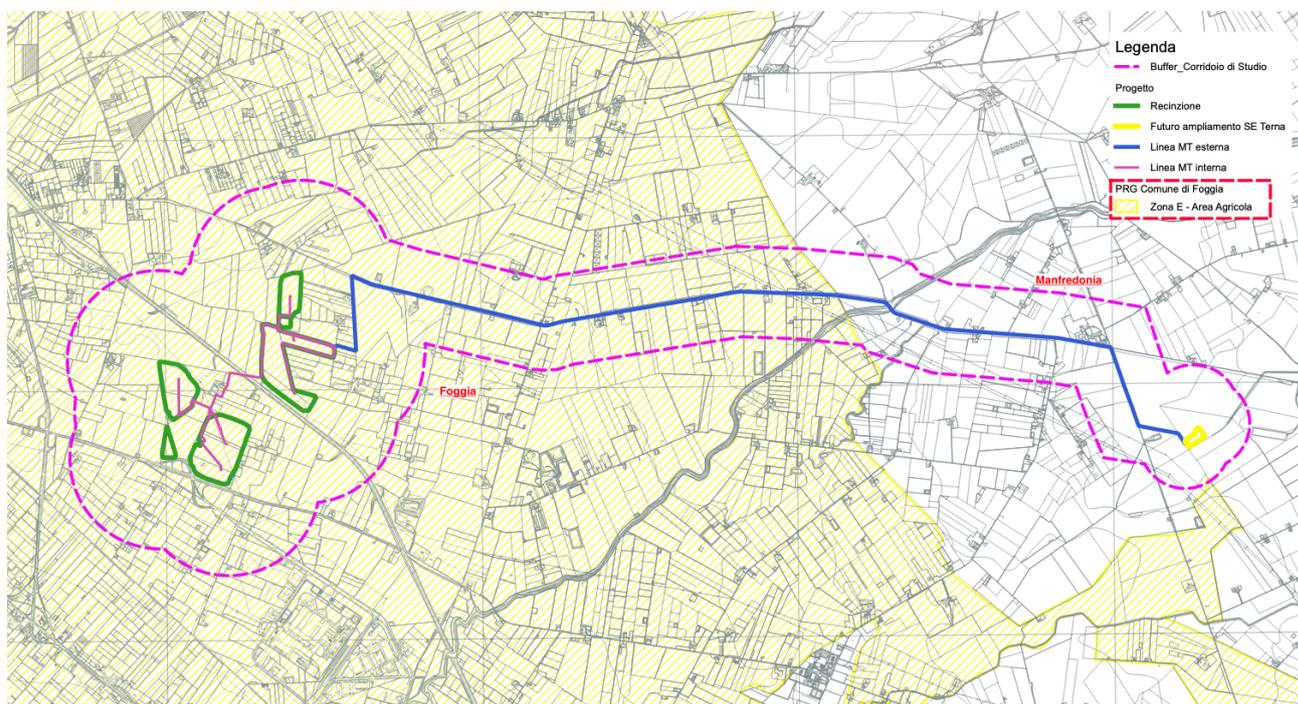
#### **2.2.1.1. Comune di Foggia**

La disciplina d'uso del territorio comunale di Foggia è regolamentata dal Piano Regolatore Generale, adottato con Delibera del Consiglio Comunale n. 64 del 6 dicembre 1992 e definitivamente approvato con Delibera della Giunta Regionale n.1005 del 20 luglio 2001. Il 10 febbraio 2009, con

Delibera n.154, la Giunta della Regione Puglia ha preso atto dell'adeguamento del Piano Regolatore Generale di Foggia approvato dal Consiglio comunale di Foggia il 2 ottobre 2008.

Con delibera di giunta comunale del 15 aprile 2016 è stato riavviato il procedimento per la redazione del PUG. L'iter di assegnazione della gara di è concluso a marzo 2018.

Il P.R.G. ad oggi vigente del Comune di Foggia assegna al sito impegnato dai lavori in progetto una destinazione d'uso di tipo agricolo, Zona E



*Stralcio PRG comune di Foggia*

Il sito in oggetto rientra in Zona E, caratterizzata dal territorio agricolo.

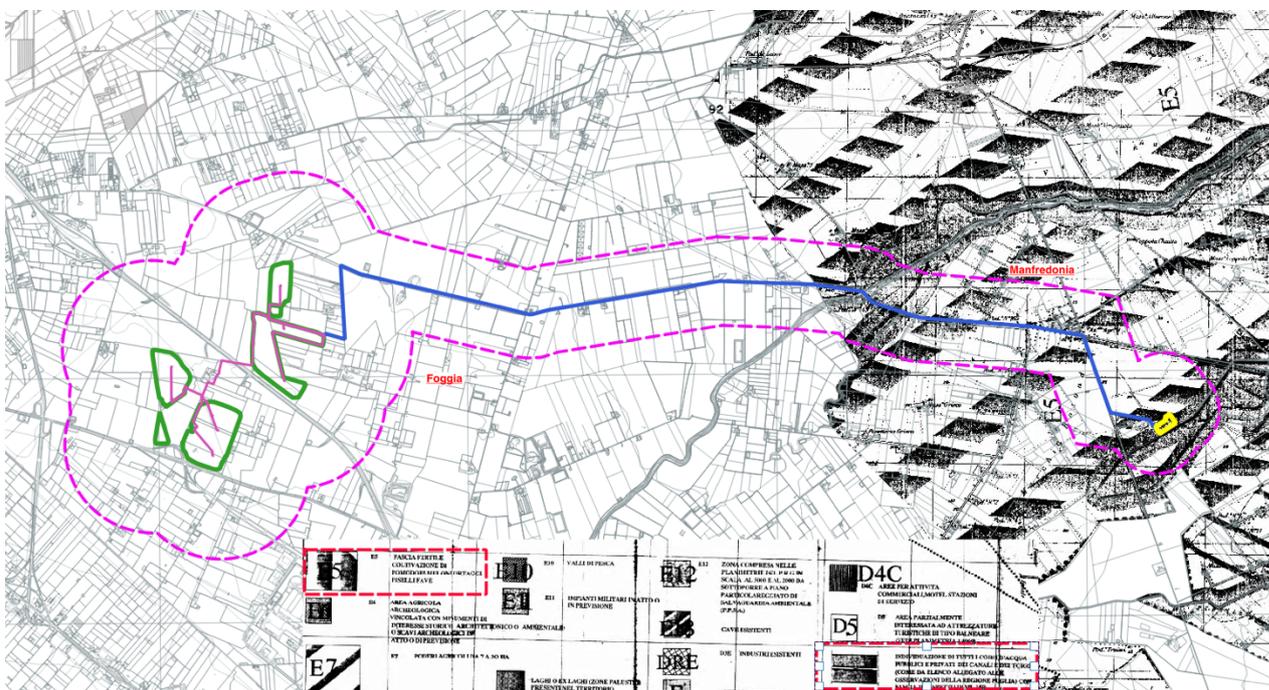
L'Art. 19 "Zona E: Nuove costruzioni, Impianti Pubblici" definisce che nelle zone agricole è ammessa la costruzione di impianti pubblici quali reti di telecomunicazioni, di trasporto energetico, di acquedotti e fognatura, discariche di rifiuti solidi e impianti tecnologici pubblici e/o di interesse pubblico.

Il progetto in esame risulta compatibile con le previsioni del piano.

### 2.2.1.2. Comune di Manfredonia

La disciplina d'uso del territorio comunale di Manfredonia è regolamentata dal Piano Regolatore Generale, approvato con Delibera della Giunta Regionale n.8 del 22 gennaio 1998.

Il P.R.G. ad oggi vigente assegna al sito impegnato dai lavori in progetto, esclusivamente per il cavidotto interrato di collegamento alla rete Terna, una destinazione d'uso di tipo agricolo Zona E5; con l'interferenza dell'attraversamento delle fasce fluviali di rispetto del fiume Cervaro, già individuato nella pianificazione regionale.



Stralcio PRG comune di Manfredonia

Le zone Agricole E5 sono disciplinate dall'art.54 delle NTA e sono le zone destinate prevalentemente alla pratica dell'agricoltura, della zootecnia, alla trasformazione dei prodotti agricoli che rappresentano la maggior parte del territorio di Manfredonia. L'intervento risulta compatibile.

l'Ambito extraurbano è regolamentato in linea generale dagli artt. 49-59 delle NTA. L'art. 52 disciplina le attività produttive non assimilabili a quelle agricole, non emergono prescrizioni specifiche per gli impianti eolici.

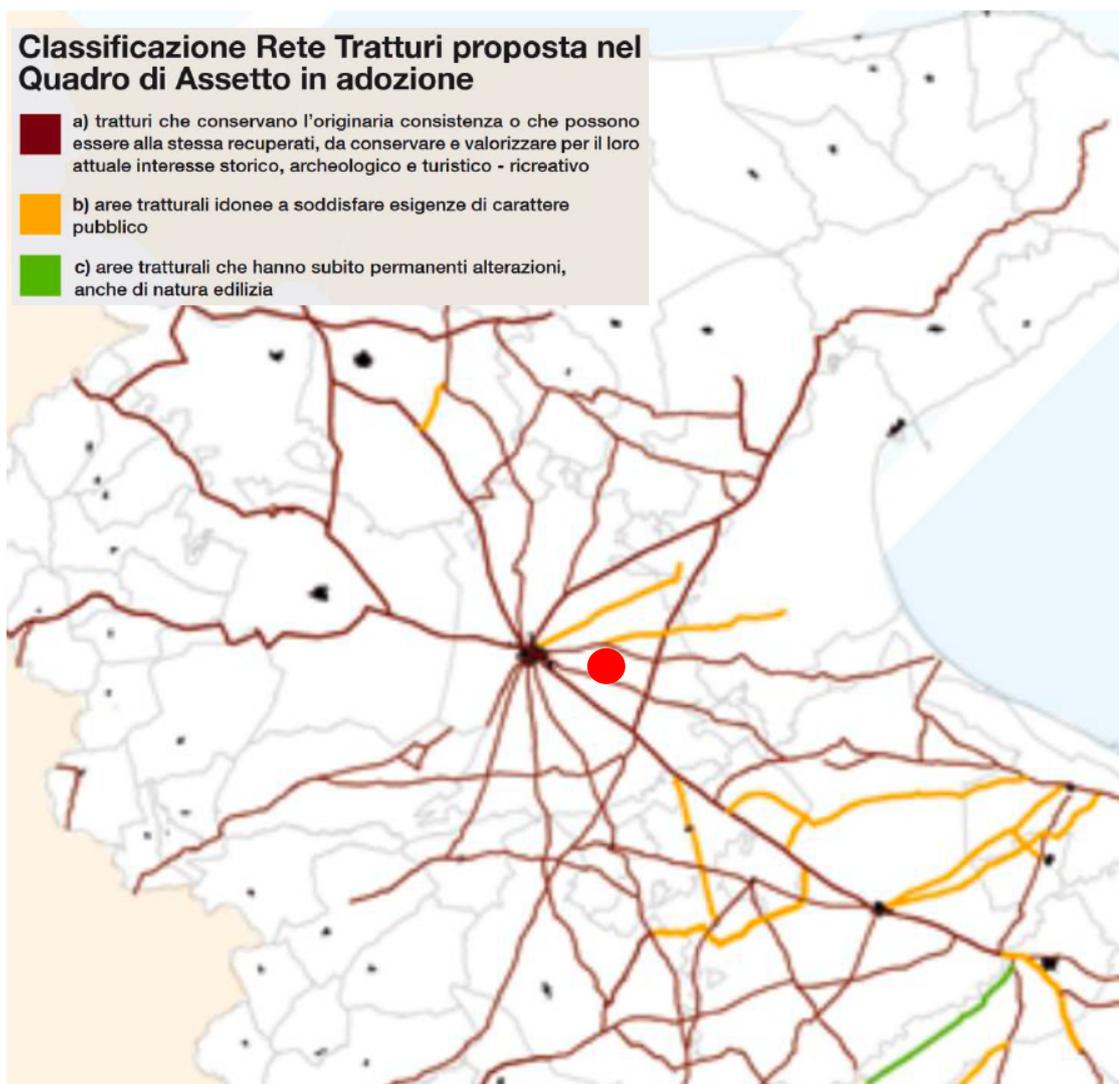
### **2.2.1.3. Quadro di Assetto dei Tratturi e Piano Comunale dei Tratturi**

La Giunta della Regione Puglia, con Deliberazione n. 1459 del 25 settembre 2017, ha preso atto dell'avvenuta redazione del Quadro di Assetto dei Tratturi (QAT). Il cui obiettivo è quello di definire una classificazione della rete tratturale pugliese che consenta di valutare le azioni da intraprendere anche in vista della costituzione del Parco Regionale dei Tratturi.

Il Quadro di Assetto dei tratturi definisce la zonizzazione delle aree tratturali (art.6, comma 1), attraverso l'individuazione e la perimetrazione:

a) La Giunta della Regione Puglia, con Deliberazione n. 1459 del 25 settembre 2017, ha preso atto dell'avvenuta redazione del Quadro di Assetto dei Tratturi (QAT). Il cui obiettivo è quello di definire una classificazione della rete tratturale pugliese che consenta di valutare le azioni da intraprendere anche in vista della costituzione del Parco Regionale dei Tratturi (Figura 3-7).

b) Il Quadro di Assetto dei tratturi definisce la zonizzazione delle aree tratturali (art.6, comma 1), attraverso l'individuazione e la perimetrazione:



*Classificazione Rete Tratturi proposta nel Quadro di Assetto in adozione*

Per la redazione del Quadro è stato necessario operare una distinzione tra i Comuni dotati di Piano dei Tratturi (PCT), approvato ai sensi della L.R. 23 dicembre 2003, n. 29, e quelli sprovvisti di tale Documento di pianificazione.

Per i Comuni dotati di PCT si è ritenuto ragionevole recepire la classificazione operata dalle Amministrazioni locali nei propri Documenti di pianificazione.

Per quanto concerne il comune di Foggia in data 15/06/2011 è stato approvato dal Consiglio Comunale di Foggia il Piano Comunale dei Tratturi, secondo quanto disposto dalla Legge regionale

23 dicembre 2003 n. 29 che ha istituito il "Parco dei Tratturi della Puglia" e imposto all'approvazione di un Piano ai Comuni nel cui ambito territoriale ricadono tratturi, tratturelli, bracci e riposi.

Il P.C.T. interessa tutte le aree tratturali all'interno del territorio comunale di Foggia individuando e perimetrando dette aree in categoria come previsti dal comma 2 art. 2 della L.R. n. 29/2003. Esso si propone di regolamentare e disciplinare i processi di trasformazione urbanistica finalizzati alla modificazione fisica in cui sia promossa la tutela e il mantenimento dell'identità stessa e culturale delle aree tratturali per un processo di sostenibilità territoriale.

Nello specifico del presente progetto gli interventi in progetto interferiscono parzialmente con il Regio Tratturello "Foggia - Zapponeta" e Regio Braccio Candelaro-Cervaro

Il P.C.T. individua tre macroaree, urbane, periurbane, extraurbane, e definisce le aree di pertinenza tratturali e le aree annesse, al fine di attribuire ad esse un grado di trasformabilità, di godimento e tutela.

Il sito è localizzato in Area Extraurbana e la sua linea di connessione è interessata dalla presenza dei seguenti tratturi:

- Regio Tratturello "Foggia - Zapponeta"
- Regio Braccio Candelaro-Cervaro

In area extraurbana le aree annesse al tratturo corrispondono ad una fascia di inedificabilità assoluta pari a 50 m per i tratturi e i bracci, e di 20 m per i tratturelli, salvo arretramenti maggiori prescritti dal PRG vigente e/o a seguito di piani esecutivi approvati dall'amministrazione comunale; comunque tali aree non possono essere minori di quelle descritte dal codice della strada.

L'Art. 15 "Prescrizioni per le aree armentizie extraurbane" dice che non sono autorizzabili progetti e interventi comportanti la modificazione e utilizzazione dell'assetto del tratturo relativamente a:

- Demolizione totale o parziale del bene armentizio.

La realizzazione dell'intervento in progetto risulta compatibile con le previsioni del piano.

### 3. IL SISTEMA DEI VINCOLI E DELLE TUTELE

Al fine di verificare la sussistenza della coerenza del progetto con il sistema dei vincoli e delle tutele, l'analisi vincolistica è stata effettuata secondo le differenti tipologie di vincoli e tutele in materia di:

- beni culturali, paesaggistici ed archeologici;
- aree naturali tutelate;
- attenzioni idrogeologiche.

Si evidenzia che per la localizzazione dei suddetti beni, sono state consultate le seguenti fonti:

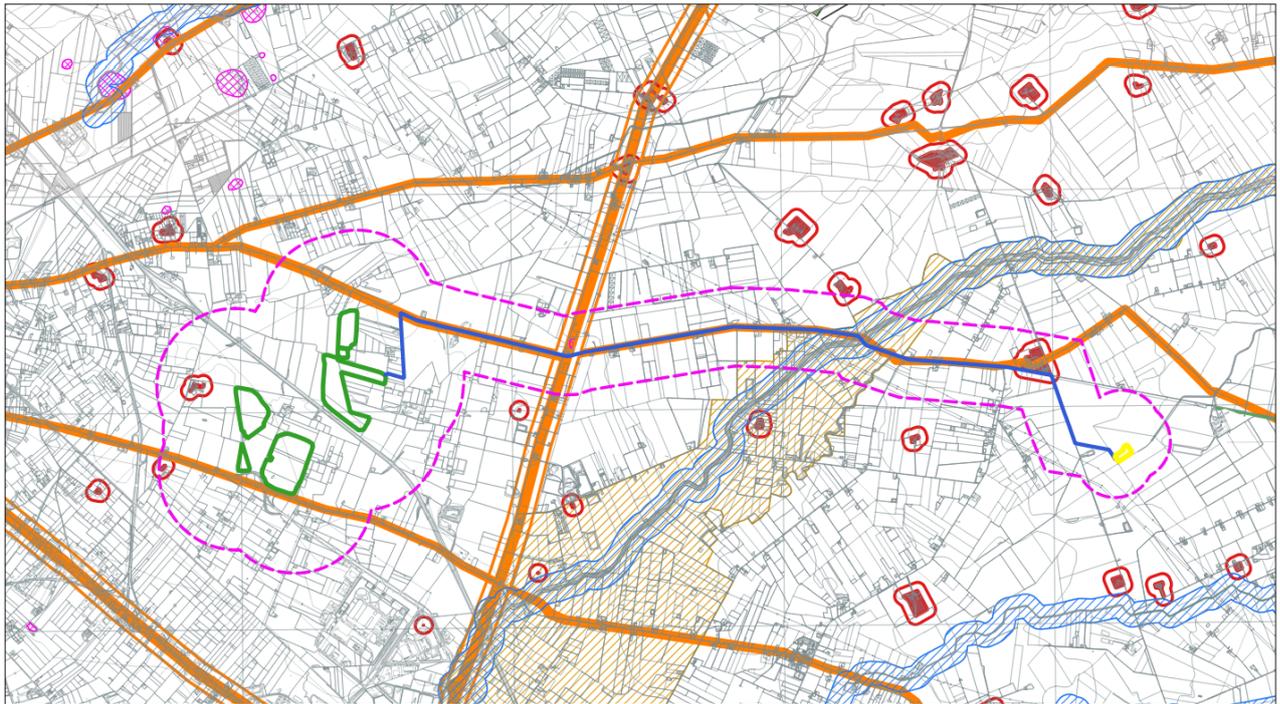
- Piano Paesaggistico Territoriale Regionale Puglia, art. 10, 12, 45 e art. 143 del D.Lgs n. 42/2004;
- Geoportale Nazionale – MATTM Rete Natura 2000,
- Repertorio Nazionale dei dati territoriali – MiBACT,
- Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale.

In particolare, per un quadro dei riferimenti vincolistici e di tutela regionali, provinciali e comunali, si rimanda agli elaborati grafici "Inquadramento rispetto a vincoli e tutele"

#### 3.1. Vincoli paesaggistici

E' stato individuato un buffer di 1000 mt dalle aree di impianto e un buffer di 500 mt per lato dal tracciato di cavidotto interrato, quale ambito di studio per un'analisi dettagliata delle interferenze col sistema dei vincoli paesaggistici; all'interno del buffer ricadono i seguenti vincoli:

- Fiumi e torrenti, fascia di rispetto di 150 mt;
- Rete dei tratturi: fascia 100 mt per il Regio Braccio Candelaro- Cervaro e 25 mr per il Tratturello Foggia-Zapponeta;
- Siti storici-culturali e aree di rispetto
- Paesaggi Rurali - Parco agricolo del fiume Cervaro
- Aree a rischio archeologico



<b>Legenda</b>				
— Buffer_Corridoio di Studio	— Futuro ampliamento SE Tema	PTPR Pruglia	— Area_rispetto_rete tratturi	— Stratificazione insediativa_rete tratturi
— Recinzione	— Linea MT esterna	— Fascia rispetto fiumi_150m	— Area_rispetto_siti storico culturali	— Stratificazione insediativa_siti storico culturali
— Linea MT interna	— Formazioni arbustive	— Boschi	— Area_a_rischio_archeologico	— Paesaggi rurali

*Carta dei Vincoli Paesaggistici*

Dall'analisi del sistema dei vincoli e di tutela in materia di beni culturali e di paesaggio, in riferimento all'elaborato "Inquadramento rispetto a vincoli e tutele" emergono interferenze dirette con le opere in progetto relativamente al cavidotto interrato di collegamento alla rete Terna con il seguente vincolo:

- Fiumi e torrenti, fascia di rispetto di 150 mt;
- Rete dei tratturi: fascia 100 mt per il Regio Braccio Candelaro- Cervaro e 25 mr per il Tratturello Foggia-Zapponeta;
- Siti storici-culturali e aree di rispetto
- Paesaggi Rurali - Parco agricolo del fiume Cervaro

In generale le aree di impianto interferiscono affatto con le aree sottoposte a vincolo.

## **3.2. Altri vincoli**

### **3.2.1. Vincolo idrogeologico**

Il R.D.L. 30.12.1923 n° 3267 , tuttora in vigore, dal titolo: "Riordinamento e riforma in materia di boschi e terreni montani" sottopone a "vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con le norme di cui agli artt. 7,8 e 9 (articoli che riguardano dissodamenti, cambiamenti di coltura ed esercizio del pascolo), possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque".

Lo scopo principale del Vincolo Idrogeologico è quello di preservare l'ambiente fisico e quindi di garantire che tutti gli interventi che vanno ad interagire con il territorio non compromettano la stabilità dello stesso, né inneschino fenomeni erosivi, ecc., con possibilità di danno pubblico, specialmente nelle aree collinari e montane.

Secondo quanto previsto dal R.D.L. 30/12/1923 n° 3267, è previsto il rilascio di nulla osta e/o autorizzazioni per la realizzazione di opere edilizie, o comunque di movimenti di terra, che possono essere legati anche a utilizzazioni boschive e miglioramenti fondiari, richieste dai privati o da enti pubblici, in aree che sono state delimitate in epoca precedente alla legge, e che erano considerate aree sensibili nei confronti delle problematiche di difesa del suolo e tutela del patrimonio forestale.

Tale nulla osta viene rilasciato, in seguito alle citate normative, anche a posteriori per la sanatoria di opere abusive. In base alle normative citate le opere soggette ad autorizzazione sono state classificate e divise in tabelle, e per ogni tipologia è stato individuato l'ente competente a rilasciare l'autorizzazione.



*Stralcio Carte comunali delle aree soggette a Vincolo idrogeologico*

Come è possibile apprezzare dalla carta delle aree soggette a vincolo idrogeologico, realizzata sulla base del materiale fornito dal portale della Regione Puglia le aree di interesse progettuale non sono vincolate e pertanto non sarà necessario richiedere il N.O. per il Vincolo idrogeologico.

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

Il progetto in esame è posto in un'area di competenza territoriale dell'Autorità di Bacino della Puglia, per cui la verifica di conformità è stata fatta con il PAI Regione Puglia.

Il Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia è stato adottato dal Consiglio Istituzionale dell'Autorità d'Ambito il 15 dicembre 2004; sono tuttora in fase di istruttoria le numerosissime proposte di modifica formulate da comuni, province e privati.

In particolare, l'ultimo aggiornamento preso in considerazione per le verifiche di compatibilità con il PAI fa riferimento alla Delibera del Comitato Istituzionale del 13/6/2011, pubblicata sul sito web in data 15/07/2014.

Il P.A.I. adottato dalla Regione Puglia ha le seguenti finalità:

a sistemazione, la conservazione ed il recupero del suolo nei bacini imbriferi, con interventi idrogeologici, idraulici, idraulico – forestali, idraulico – agrari compatibili con i criteri di recupero naturalistico;

- la difesa ed il consolidamento dei versanti e delle aree instabili, nonché la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi ed altri fenomeni di dissesto;
- il riordino del vincolo idrogeologico;
- la difesa, la sistemazione e la regolazione dei corsi d'acqua;
- lo svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena, di pronto intervento idraulico, nonché di gestione degli impianti.

La determinazione più rilevante ai fini dell'uso del territorio è senza dubbio l'individuazione delle Aree a Pericolosità Idraulica ed a Rischio Idrogeologico.

In funzione del regime pluviometrico e delle caratteristiche morfologiche del territorio, il Piano individua differenti regimi di tutela per le seguenti aree:

- Aree a alta pericolosità di inondazione (AP) ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) inferiore a 30 anni;
- Aree a media pericolosità di inondazione (MP) ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 30 anni e 200 anni;
- Aree a bassa pericolosità di inondazione (BP) ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 200 anni e 500 anni;

Per quanto concerne le aree a Rischio Idrogeologico (R), definito come l'entità del danno atteso in seguito al verificarsi di un particolare evento calamitoso in un intervallo di tempo definito e in una data area. Il Piano individua quattro differenti classi di rischio ad entità crescente:

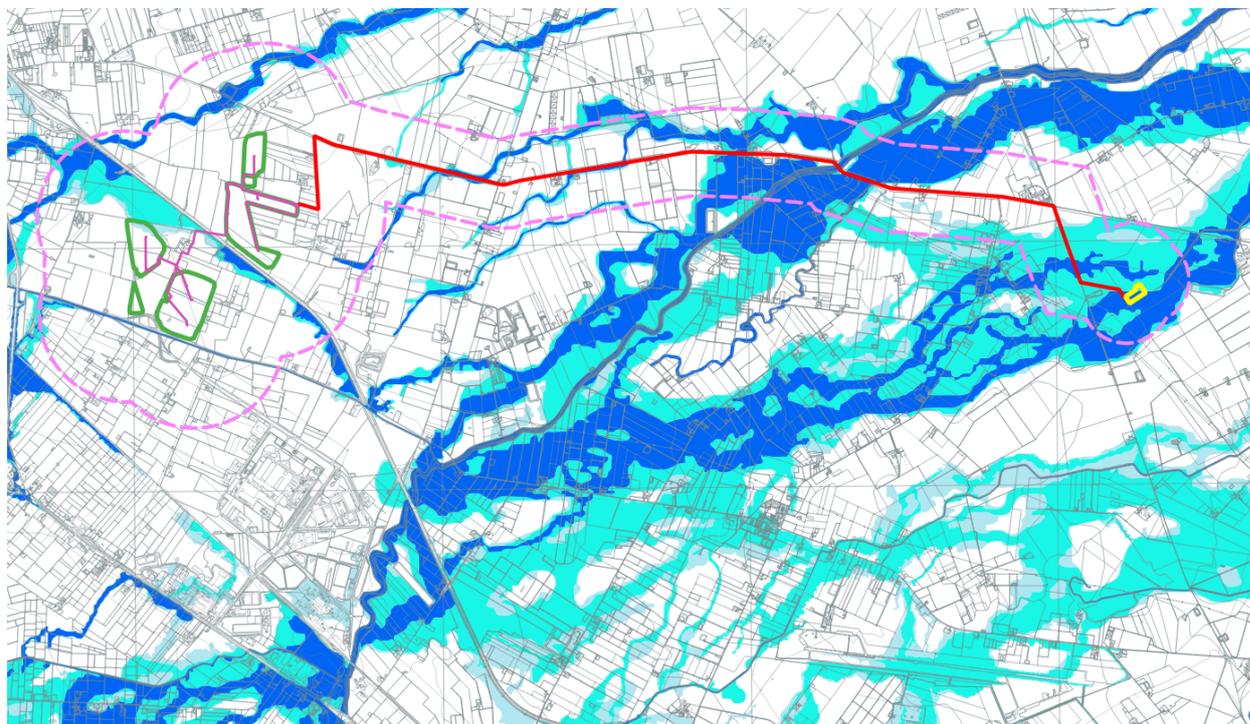
- moderato R1: per il quale i danni sociali, economici e al patrimonio ambientale sono marginali;

- medio R2: per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;
- elevato R3: per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture, con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale;
- molto elevato R4: per il quale sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale e la distruzione di attività socioeconomiche.

Inoltre, il territorio è stato inoltre suddiviso in tre fasce a Pericolosità Geomorfologica crescente:

- PG1 aree a suscettibilità da frana bassa e media (pericolosità geomorfologia media e bassa);
- PG2 aree a suscettibilità da frana alta (pericolosità geomorfologia elevata);
- PG3 aree a suscettibilità da frana molto alta (pericolosità geomorfologia molto elevata).

Le aree PG1 si riscontrano in corrispondenza di depositi alluvionali (terrazzi, letti fluviali, piane di esondazione) o di aree morfologicamente spianate (paleosuperfici). Versanti più o meno acclivi (a seconda della litologia affiorante), creste strette ed allungate, solchi di erosione ed in genere tutte quelle situazioni in cui si riscontrano bruschi salti di acclività, sono aree PG2. Le PG3 comprendono tutte le aree già coinvolte da un fenomeno di dissesto franoso.



Legenda

— Buffer_Corridoio di Studio	— Linea MT esterna	PAI Puglia
— Progetto	— Linea MT interna	pericolosità_idraulica
— Recinzione	■ AP	
— Futuro ampliamento SE Tema	■ MP	
	■ BP	

Stralcio carta di Pericolosità Idraulica del PAI

Dall'analisi cartografica le interferenze sono riconducibili solo alle aree di Pericolosità Idraulica, in dettaglio:

- Il cavidotto interrato attraversa in diversi punti aree ad AP, MP e BP individuate dal piano,
- Una modesta porzione dell'area di impianto dei pannelli ricade sull'area individuata a Bassa Pericolosità.

Le aree soggette a pericolosità idraulica sono disciplinate secondo gli artt. 7,8 e 9 delle NTA del Piano di Bacino.

In generale sono consentiti:

*"Interventi di ampliamento e di ristrutturazione delle infrastrutture a rete pubbliche o di interesse pubblico esistenti, comprensive dei relativi manufatti di servizio, riferite a servizi essenziali e non delocalizzabili, 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. Il progetto preliminare di nuovi interventi infrastrutturali, che deve contenere tutti gli elementi atti a dimostrare il possesso delle caratteristiche sopra indicate anche nelle diverse soluzioni presentate, è sottoposto al parere vincolante dell'Autorità di Bacino"*

Si rimanda alla Relazione Idraulica per le valutazioni di compatibilità idraulica.

### **3.2.3. Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Puglia**

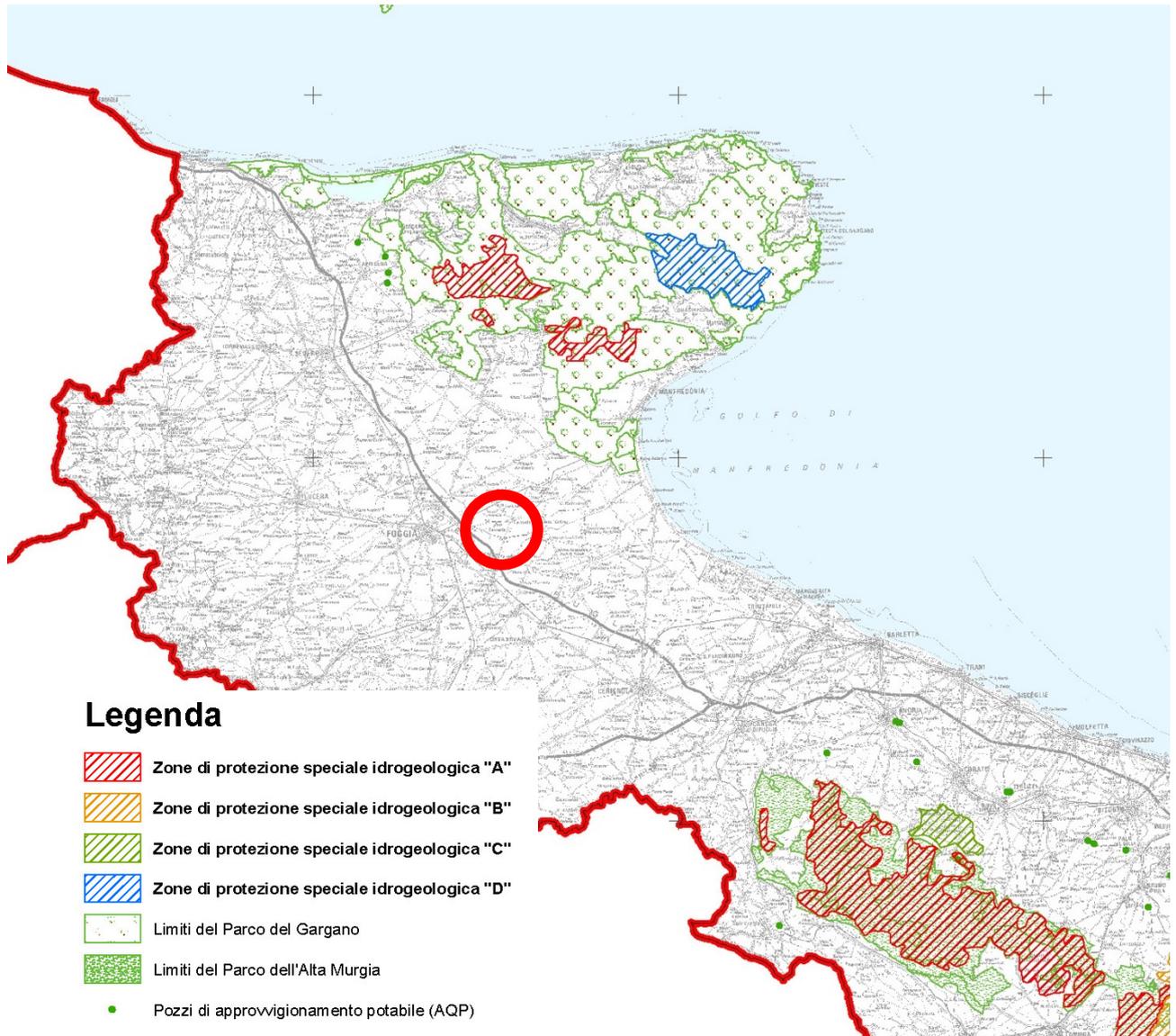
Con la D.G.R. del 19 luglio 2007, n. 883, è stato adottato, ai sensi dell'articolo 121 del Decreto legislativo n. 152/2006, il Progetto di Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia.

La Regione, in attesa dell'approvazione definitiva del Piano di Tutela delle Acque, adotta le prime "misure di salvaguardia" distinte in:

- Misure di Tutela quali-quantitativa dei corpi idrici sotterranei;
- Misure di salvaguardia per le zone di protezione speciale idrogeologica;
- Misure integrative.

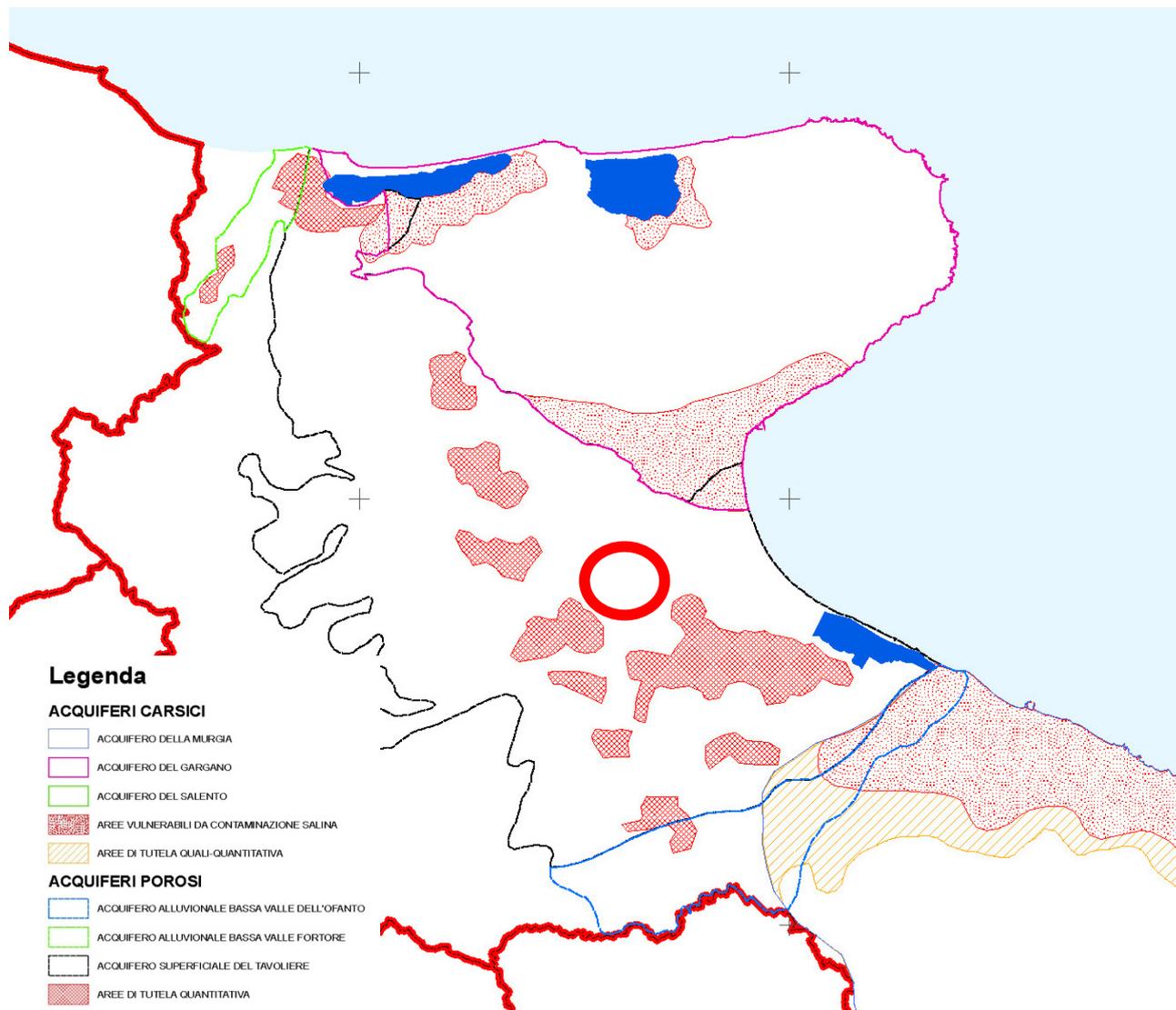
Il 20/10/2009 il Consiglio della Regione Puglia ha approvato il Piano Tutela delle Acque, con Deliberazione n. 230. Nella delibera viene espressamente indicato che le "Prime misure di salvaguardia" adottate con deliberazione di Giunta regionale 19 giugno 2007, n. 883, vigono fino all'adozione dei regolamenti di attuazione.

Nel Piano è stata redatta la Tav.A, nella quale sono state perimetrate le "Zone di Protezione Speciale Idrogeologica" presente nel territorio pugliesi. Il Piano individua quattro zone di protezione, l'impianto oggetto di studio non ricade in nessuna delle quattro zone (cfr. figura successiva).



Tav.A, nella quale sono state perimetrate le "Zone di Protezione Speciale Idrogeologica" – PTA 2009-2015 Regione Puglia – Cerchiata in rosso l'area di impianto

Il PTA comprende inoltre la Tav.B (cfr. figura successiva), nella quale sono state individuate le "Aree di vincolo d'uso degli acquiferi". Rispetto a questa tavola l'area dell'impianto fotovoltaico oggetto di studio ricade integralmente esternamente alle "Aree di tutela quantitativa". Solamente l'ultimo tratto di cavidotto e la Sottostazione elettrica di collegamento con la Centrale Enel ricadono all'interno di "Aree di tutela quantitativa".



Tav.B, nella quale sono state perimetrare le "Aree di tutela quantitativa" – PTA 2009-2015 Regione Puglia – Cerchiata in rosso l'area di impianto

Nelle "Aree di Tutela quantitativa" il Piano prescrive misure di tutela relative al divieto di rilascio delle concessioni di progetti che prevedono il rilascio di concessioni per usi irrigui, Con l'approvazione del PTA, sono entrate in vigore le "Misure di tutela" individuate nello stesso Piano (Allegato tecnico n. 14) finalizzate a conseguire, entro il 22 dicembre 2015, gli obiettivi di qualità ambientale ex articolo 76, comma 4, del d.lgs. 152/2006. Poiché il progetto non prevede né il prelievo di acqua dalla falda o dai corsi d'acqua presenti nell'acquifero del Tavoliere, né, quanto meno, lo

sversamento di acque di scarico profonde o superficiali, esso non interferisce in alcun modo con le misure di tutela previste da Piano.

La Giunta Regionale Pugliese ha adottato, con Delibera di Giunta Regionale n. 1333 del 16 luglio 2019, la proposta di Aggiornamento 2015-2021 del Piano regionale di Tutela delle Acque.

Questo primo aggiornamento include importanti contributi innovativi in termini di conoscenza e pianificazione:

- delinea il sistema dei corpi idrici sotterranei (acquiferi) e superficiali (fiumi, invasi, mare, ecc);
- riferisce i risultati dei monitoraggi effettuati, anche in relazione alle attività umane che vi incidono;
- descrive la dotazione regionale degli impianti di depurazione e individua le necessità di adeguamento, conseguenti all'evoluzione del tessuto socio-economico regionale e alla tutela dei corpi idrici interessati dagli scarichi;
- analizza lo stato attuale del riuso delle acque reflue e le prospettive di ampliamento a breve-medio termine di tale virtuosa pratica.

In termini di pianificazione, vengono individuati gli interventi riguardanti le reti di fognatura e gli impianti di depurazione e affinamento e vengono definite le misure infrastrutturali e di governance che contribuiranno al raggiungimento degli obiettivi di qualità prefissati all'orizzonte temporale del 2021.

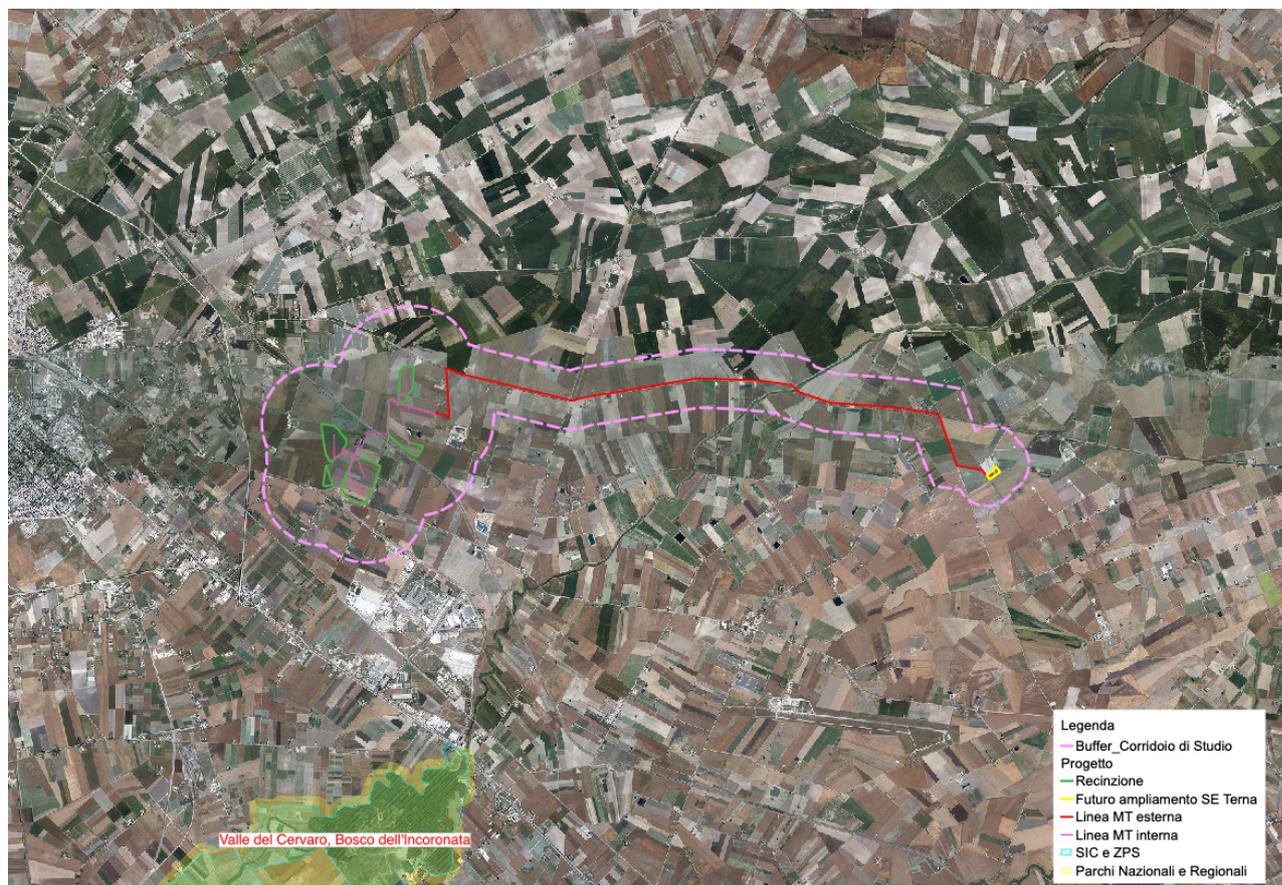
Al momento risultano confermate le aree di Tutela quantitativa già individuate nel precedente Piano ed è quindi confermata la non interferenza dell'impianto fotovoltaico in studio con le stesse, ad eccezione dell'ultimo tratto di cavidotto e l'area della Sottostazione elettrica per il collegamento alla Centrale Enel.

### **3.2.4. Aree Protette e Rete Natura 2000**

I principi e gli strumenti per la tutela, conservazione e valorizzazione del sistema delle aree protette in Puglia sono dettati dalla L.R. n. 19/97 oltre che dalla legislazione nazionale (L. 394/1991). L'attività in predico di realizzazione non incide su Parchi e Riserve Naturali.

Inoltre il territorio di interesse non impegna siti S.I.C. (Siti di Interesse Comunitario) individuati ai sensi della Dir. 92/43/CEE "Habitat" (D.P.R. 8.9.'97 n. 357, D.P.R. 12.3.'03 n. 120) o Z.P.S. (Zone di Protezione Speciale) individuati ai sensi della Dir. 79/409/CEE "Uccelli" (L. n. 157 11.02.'92, L. n. 221 3.10.'02).

Il sito S.I.C. più vicino all'area interessata dai lavori è rappresentato dal Sito IT9110032 "Valle del Cervaro, Bosco dell'Incoronata" posto a circa 4,5 km a sud. Nella medesima area è collocato il Parco Naturale Regionale "Bosco dell'Incoronata"



Ortofoto con individuazione delle Aree Protette

### 3.2.5. IBA – Important Bird Area

Sono comprese in questa tipologia le IBA (Important Bird Area, aree importanti per gli uccelli), messe a punto da BirdLife International, comprendono habitat per la conservazione dell'avifauna.



Ortofoto con individuazione delle aree IBA

L'intervento non interessa aree IBA, l'area IBA più prossima è l'IBA Promontorio del Gargano e Zone Umide della Capitanata distante circa 10 km.

### ***3.2.1. Il censimento degli uliveti monumentali***

Il Corpo Forestale dello Stato con apposita convenzione stipulata con la Regione Puglia ha effettuato il primo rilevamento degli ulivi monumentali.

Il rilevamento ha interessato tutte le Province della Puglia, ma in particolare nelle province di Bari, Brindisi e Taranto sono stati rilevati gli ulivi di particolare interesse storico culturale. Il Corpo Forestale dello Stato ha rilevato 13.049 alberi di ulivo monumentali, distribuiti sul territorio pugliese.

Nell'area di progetto e nelle aree limitrofe non stati individuati alberi di ulivo da salvaguardare.

Redazione: **Studio 3E**

Proponente: BLUE STONE RENEWABLE VI srl

**PROGETTO DEFINITIVO**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico, denominato "CSPV MANFREDONIA" della potenza complessiva pari a 53,84 MWP e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nei Comuni di Foggia (FG) e Manfredonia (FG)

## 4. CONCLUSIONI

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

- La realizzazione dell'impianto non interferisce direttamente con il patrimonio storico, archeologico e paesaggistico presente nell'area;
- La realizzazione del cavidotto interrato di collegamento alla SE Terna in fase di esercizio non compromette gli obiettivi di tutela della fascia di rispetto del tratturi e della fascia di rispetto de beni culturali;
- Le interferenze con le componenti idrogeologiche (Fascia rispetto fiumi, PAI) non compromettono il regime idraulico del territorio;
- L'impianto non ricade in Aree protette; tuttavia, come si illustrerà in maniera più esaustiva e approfondita nel Quadro di riferimento Progettuale, le scelte progettuali e la realizzazione degli interventi di mitigazione e/o compensazione previsti rendono gli impatti presenti sulla fauna, flora, unità ecosistemiche e paesaggio, di entità pienamente compatibile con l'insieme delle componenti ambientali;
- l'intervento risulta conforme agli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti ed i principali effetti sono compatibili con le esigenze di tutela igienico-sanitaria e di salvaguardia dell'ambiente.
- L'intervento è localizzato in un'area agricola, in conformità al D.Lgs. n. 387/2003;
- L'intervento è localizzato in un'area già ben infrastrutturata dal punto di visto della Rete Elettrica Nazionale che, pertanto, dispone di ampia riserva di potenza disponibile per l'immissione in rete dell'energia prodotta da fonte rinnovabile.

Pertanto, sulla base delle valutazioni effettuate, si può concludere che l'intervento, nella sua globalità, risulta compatibile con la pianificazione e la programmazione territoriale e di settore.