



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI FOGGIA
 COMUNI DI FOGGIA E MANFREDONIA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRO-VOLTAICO DA
 REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) C.DA TITOLO, E
 RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI
 MANFREDONIA, DI POTENZA PARI A **62.452,04 kWp**,
 DENOMINATO "**FOGGIA - MANFREDONIA**"

PROGETTO DEFINITIVO

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
 Quadro di riferimento Programmatico



livello prog.	Codice Pratica STMG	N. elaborato	DATA	SCALA
PD	201901116	S_VF6FYQ3_E26	15.03.2024	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
1	15/03/2024	SIA - Quadro di riferimento programmatico (aggiornamento)			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF Solar 3 S.r.l.



ENTE

PROGETTAZIONE



Arch. A. Calandrino
 Arch. M. Gullo
 Arch. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. G. Vella

Ing. D. Siracusa
 Ing. A. Costantino
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. G. Schillaci
 Ing. G. Buffa



Il Progettista

Il Progettista

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto di un impianto solare agro-voltaico e delle opere di connessione alla rete da realizzare nel comune di Foggia (FG)

Impianto da 62.452.040 KWp nel Comune di Foggia (FG)

Sommario

PREMESSA	3
CAPITOLO 1	5
1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	5
CAPITOLO 2	6
2 PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA	6
2.1 Strategia Europa 2020	6
2.2 Variabili macroclimatiche	8
CAPITOLO 3	9
3 PROGRAMMAZIONE NAZIONALE	9
3.1 Evoluzione energetica Nazionale	9
3.2 Programma Operativo Nazionale (PON) 2014-2020	10
3.3 Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica	11
3.4 Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra	12
3.5 Strategia Energetica Nazionale (SEN)	17
CAPITOLO 4	20
4 PROGRAMMAZIONE REGIONALE	20
4.1 Evoluzione energetica in Puglia	20
4.2 Considerazioni sulla produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica	23
4.3 Strumenti di pianificazione energetica, ambientale e paesaggistica vigenti	27
4.3.1 Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia (PPTR)	27
4.3.2 Conformità al Piano regionale per la Qualità dell'aria	37
4.3.3 Protezione degli ulivi secolari (L.R. 6/05)	38
4.3.4 Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Puglia"	38
4.3.5 Piano di bacino stralcio Assetto Idrogeologico	42
4.3.6 Modelli idrologici per la valutazione delle portate e dei volumi di piena	53
4.3.7 Piano di Tutela delle Acque	57
4.3.8 Il PAI dell'Autorità di Bacino Interregionale della Puglia	59
4.3.9 Caratteristiche idrografiche del territorio dell'adbp	60
4.3.10 Piano di Gestione del Rischio Alluvioni	62
4.3.11 Piano Regionale della Qualità dell'Aria	65
4.3.12 Emissioni evitate	67
4.3.14 Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia	69
4.3.15 La strumentazione urbanistica	79
4.3.16 Piano Urbano della Mobilità sostenibile	80
4.3.17 Il Piano della Protezione Civile	82
4.3.18 Piano comunale dei Tratturi	83
CAPITOLO 5	85
5. COMPATIBILITA' DEL PROGETTO RISPETTO AGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E DI PROGRAMMAZIONE	85
CAPITOLO 6	86
6. ANALISI DI CONGRUITÀ PAESAGGISTICA ED AMBIENTALE	86

PREMESSA

Oggetto della presente relazione è lo Studio dell'Impatto Ambientale derivante dalla realizzazione di un Impianto Fotovoltaico da **62.452.040 KWp** nel territorio del Comune di Foggia su un'area disponibile di circa **104 ettari**, e delle opere di connessione nel comune di Manfredonia.

Il presente studio ha lo scopo di identificare tutti i possibili impatti derivanti dall'installazione dell'impianto in oggetto, causati da un'alterazione delle condizioni preesistenti nei vari comparti ambientali e relativamente agli elementi culturali e paesaggistici presenti nel sito oggetto dell'installazione, così come previsto dall'allegato IV alla Parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e ss.mm. ed ii. che alla lettera c) recita: *"impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW"*.

Lo Studio Impatto Ambientale di cui all'art. 11 del D. Lgs.152/2006 deve contenere:

1. Descrizione del progetto, comprese in particolare:

- a) la descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e, ove pertinente, dei lavori di demolizione;
- b) la descrizione della localizzazione del progetto, in particolare per quanto riguarda la sensibilità ambientale delle aree geografiche che potrebbero essere interessate.

2. La descrizione delle componenti dell'ambiente sulle quali il progetto potrebbe avere un impatto rilevante.

3. La descrizione di tutti i probabili effetti rilevanti del progetto sull'ambiente, nella misura in cui le informazioni su tali effetti siano disponibili, risultanti da:

- a) i residui e le emissioni previste e la produzione di rifiuti, ove pertinente;
- b) l'uso delle risorse naturali, in particolare suolo, territorio, acqua e biodiversità.

4. Nella predisposizione delle informazioni e dei dati di cui ai punti da 1 a 3 si tiene conto dei criteri contenuti nell'allegato VII alla Parte Seconda del D. Lgs.152/2006 aggiornato al D. Lgs. n. 104 del 2017.

5. Lo Studio di Impatto Ambientale tiene conto, se del caso, dei risultati disponibili di altre pertinenti valutazioni degli effetti sull'ambiente effettuate in base alle normative europee, nazionali e regionali e può contenere una descrizione delle caratteristiche del progetto e/o delle misure previste per evitare o prevenire quelli che potrebbero altrimenti rappresentare impatti ambientali significativi e negativi (condizioni ambientali) nonché del monitoraggio sin dalla realizzazione del progetto.

L'analisi è stata sviluppata al fine di raccogliere ed elaborare gli elementi necessari per documentare la compatibilità ambientale del progetto.

Essa è stata svolta secondo tre fasi logiche: la prima, **il quadro di riferimento programmatico**, ha riguardato l'esame delle caratteristiche generali del territorio in cui sarà inserito il progetto, al fine di evidenziare le potenziali interferenze con l'ambiente; la seconda, **il quadro di riferimento progettuale**, è andata ad approfondire l'area oggetto di studio, le caratteristiche generali e la descrizione dell'opera che si intende realizzare, l'organizzazione del cantiere e delle opere da realizzare con le relative prescrizioni; la terza, **il**

quadro di riferimento ambientale, ha riguardato la formulazione di una valutazione sugli eventuali effetti o impatti, dovuti alla realizzazione del progetto, sulle componenti territoriali ed ambientali.

Per la terza fase sono state adottate metodologie consolidate di analisi ambientale, utilizzate di volta in volta per le diverse componenti, definendo l'estensione dell'area di indagine in funzione della specificità della componente stessa.

Lo studio è composto da uno **Studio degli Impatti Ambientali**, da una **Sintesi non tecnica** e da alcuni elaborati di riferimento comprendenti fra l'altro le **Simulazioni fotografiche** del realizzando impianto, che forniscono una rappresentazione realistica dell'impatto visivo, peraltro molto contenuto, della centrale fotovoltaica, le **Carte dei Vincoli** gravanti sul comprensorio interessato dai lavori, la **Relazione Geologica, geotecnica, idrologica e Idraulica** e la **Relazione Pedo-Agronomica, Relazione Flora-fauna ed Ecosistemi**.

Il presente Studio di Impatto Ambientale è stato redatto ai sensi della vigente normativa di riferimento.

CAPITOLO 1

1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il Quadro di Riferimento Programmatico fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. Tali elementi, a livello europeo, nazionale e locale costituiscono un riferimento chiave per la "valutazione di compatibilità ambientale" dell'opera con le scelte di natura strategica effettuate sulla base delle caratteristiche peculiari del territorio, della sua vocazione e delle sue caratteristiche ambientali.

Per ogni strumento di pianificazione esaminato viene specificato se con il progetto in esame, sussiste una relazione di:

- **Coerenza**, ovvero se il progetto risponde in pieno ai principi e agli obiettivi del Piano in esame ed è in totale accordo con le modalità di attuazione dello stesso;
- **Compatibilità**, ovvero se il progetto risulta in linea con i principi e gli obiettivi del Piano in esame, pur non essendo specificatamente previsto dallo strumento di programmazione stesso;
- **Non coerenza**, ovvero se il progetto è in accordo con i principi e gli obiettivi del Piano in esame, ma risulta in contraddizione con le modalità di attuazione dello stesso;
- **Non compatibilità**, ovvero se il progetto risulta in contraddizione con i principi e gli obiettivi del Piano in oggetto.

Con l'obiettivo di ricostruire un quadro generale sufficientemente approfondito, sono stati considerati ed analizzati i seguenti strumenti pianificatori:

LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE COMUNITARIO
Strategia Europa 2020
Clean Energy Package
LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE NAZIONALE
Strategia Energetica Nazionale
Programma Operativo Nazionale (2014-2020)
Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica
Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra
LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE
Piano Energetico Ambientale Regionale Puglia (PEAR Puglia)
Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)
Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24
Piano di Bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)
Piano di Tutela delle Acque (PTA)
Piano per la Tutela della Qualità dell'Aria (PTQA)
Rete Natura 2000

LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE LOCALE
Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale Foggia (PTCP)
PUG Foggia
PUMS Foggia
Piano di Protezione Civile
Piano Comunale dei tratturi (P.C.T.)

CAPITOLO 2

2 PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA

2.1 Strategia Europa 2020

I più importanti atti emanati a livello comunitario a sostegno delle **fonti rinnovabili** sono costituiti dal Libro Bianco del 1996 (e il successivo Libro Bianco del 1997) e dalla Direttiva 2001/77/CE (successivamente abrogata dalla Direttiva 2009/28/CE a partire dall'01.01.2012) sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'attuale Direttiva sulle Fonti Rinnovabili è costituita dalla Direttiva 2009/28/CE, la quale crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'UE in modo da ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti. A tal fine, fissa obiettivi per tutti i paesi dell'UE, allo scopo di portare la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20 % di tutta l'energia dell'UE e al 10 % di energia specificatamente per il settore dei trasporti entro il 2020.

I principi chiave all'insegna dei quali si sviluppa la direttiva sono i seguenti:

- Ogni paese dell'UE deve approntare un piano d'azione nazionale per il 2020, stabilendo una quota da fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti, del riscaldamento e della produzione di energia elettrica;
- Per contribuire al raggiungimento degli obiettivi in base al rapporto costo/efficacia, i paesi dell'UE possono scambiare energia da fonti rinnovabili. Per il computo connesso ai propri piani d'azione, i paesi dell'UE possono anche ricevere energia rinnovabile da paesi non appartenenti all'UE, a condizione che l'energia sia consumata nell'Unione europea e che sia prodotta da impianti moderni ed efficienti.
- Ciascun paese dell'UE deve essere in grado di garantire l'origine dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento prodotta da fonti rinnovabili.
- I paesi dell'UE devono costruire le infrastrutture necessarie per l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti.
- I biocarburanti e i bioliquidi devono essere realizzati in modo sostenibile, non utilizzando materie prime provenienti da terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità. Nella proposta della Commissione europea per modificare la normativa europea sulla qualità della benzina e del

combustibile diesel, il contributo dei biocarburanti verso il conseguimento degli obiettivi nazionali dovrebbe essere limitato.

La direttiva 2009/28 stabilisce inoltre per l'Italia l'obiettivo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia al 2020 pari al 17%.

In riferimento alla **tutela dell'ambiente**, con il Protocollo di Kyoto, firmato nel dicembre 1997, gli stati membri si impegnano a ridurre collettivamente, entro il 2008-2012, le proprie emissioni di gas serra dell'8% rispetto a quelle del 1990 e successivamente del 13% entro il 2013-2020 (Terzo periodo di scambio).

A livello comunitario, lo strumento attuativo del Protocollo di Kyoto è costituito dalla Direttiva 2003/87/CE così come modificata dalla direttiva 2009/29 che stabilisce l'obbligo, per gli impianti ad essa assoggettati, di esercire la propria attività con apposita autorizzazione all'emissione in atmosfera di gas serra e stabilisce l'obbligo di rendere, alla fine dell'anno, un numero di quote d'emissione pari alle stesse rilasciate durante l'anno.

Tale direttiva istituisce inoltre un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità: le quote infatti, una volta rilasciate, possono essere vendute o acquistate a terzi e il trasferimento delle quote viene registrato in apposito registro nazionale.

A livello nazionale lo strumento attuativo della direttiva europea è costituito dal D.Lgs 30/2013 e s.m.i.

Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)

Il 30 novembre 2016, la Commissione UE ha adottato il Pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" ("Clean Energy for all Europeans"), con il quale sono stati stabiliti gli obiettivi al 2030 in materia di emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, richiamando, allo stesso tempo, la necessità di costruire un'Unione dell'Energia che assicuri un'energia accessibile dal punto di vista dei prezzi, sicura e sostenibile.

Il Pacchetto di proposte si pone i seguenti tre obiettivi:

- mettere l'efficienza energetica al primo posto;
- costruire la leadership a livello globale nelle fonti rinnovabili;
- offrire un patto equo ai consumatori, ossia riformare il mercato energetico per conferire più potere ai consumatori nelle loro scelte energetiche.

In riferimento all'obiettivo di costituire una leadership nelle fonti rinnovabili, l'Unione Europea fissa come traguardo, il conseguimento della produzione di energia da fonti rinnovabili del 27% per il 2030.

Nella revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle Fonti Rinnovabili, la Commissione propone una serie di misure finalizzate a creare un level playing field per tutte le tecnologie, adattare il mercato elettrico, remunerare la flessibilità sia nella generazione che nella domanda e nello stoccaggio. Il dispacciamento prioritario viene confermato per le installazioni esistenti e le piccole installazioni e laddove sia dimostrato dallo Stato Membro che è necessario a raggiungere l'obiettivo sulle fonti rinnovabili, mentre la riduzione della produzione di energia da fonti rinnovabili dovrebbe essere tenuta al minimo.

Il progetto in esame rientra appieno negli obiettivi europei poiché fonte energetica rinnovabile.

2.2 Variabili macroclimatiche

L'Europa vuole essere la prima grande economia al mondo a diventare neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050. Considerando che l'80 % delle emissioni europee di gas serra proviene dal settore energetico, raggiungere questo obiettivo implica una rivoluzione dei modi in cui si produce l'elettricità e in cui si alimentano i trasporti, le industrie e gli edifici. Da un punto di vista tecnologico questa rivoluzione è fattibile. L'eolico e il solare sono divenute tecnologie competitive sotto il profilo dei costi. Il gas naturale potrebbe essere decarbonizzato in un futuro non troppo lontano attraverso biogas, biometano, idrogeno e altri gas "green".

Basta guardare al settore della generazione elettrica, che rappresenta un quarto delle emissioni di gas serra in Europa. Nell'ultimo decennio, il sistema elettrico europeo si è modernizzato ed è diventato più ecologico, ma ha anche mantenuto la sua componente più antica e inquinante: il carbone. La copia di questo combustibile fossile nel mix europeo di generazione elettrica si attesta al 25 %, quasi lo stesso livello di venti anni fa. Il carbone continua a svolgere un ruolo importante nella generazione elettrica per diversi paesi europei: l'80 % in Polonia, oltre il 40 % in Repubblica Ceca, Bulgaria, Grecia e Germania. Finora solo una dozzina di paesi europei, tra cui l'Italia, si sono impegnati a chiudere completamente le loro centrali a carbone, entro il 2025-30. Serve un cambiamento, perché il ruolo del carbone nel sistema energetico europeo è disastroso per il clima, per l'ambiente e per la salute umana. *Il carbone è responsabile del 75 % delle emissioni di CO2 nel settore elettrico europeo, ma produce solo il 25 % della nostra elettricità.* La generazione elettrica emette un quarto di gas serra in Europa e perciò riveste un ruolo centrale per rendere "green" anche altri settori. La decarbonizzazione dell'elettricità è essenziale. Il carbone è anche dannoso per l'ambiente e la salute umana. In Europa, le centrali elettriche a carbone sono responsabili della maggior parte dell'anidride solforosa, ossidi di azoto e particolato rilasciati nell'aria.

La proporzione dei gas serra in atmosfera è aumentata di oltre un terzo, da quando ha preso avvio ai primi dell'800 la rivoluzione industriale. Da allora, si è cominciato a bruciare petrolio, carbone, pet coke, oli combustibili. E, da allora, la massa di tutti i ghiacciai si è dimezzata.

L'aumento di CO2 intrappola il calore solare in atmosfera e innesca l'effetto serra, le cui conseguenze sul riscaldamento globale e i cambiamenti climatici sembrano oggi inoppugnabili.

Le emissioni globali di CO2 nel 1990 erano di 21,4 miliardi di tonnellate. Nel 2015 siamo a quota 36 miliardi di tonnellate.

L'incremento di circa 2 ppm all'anno è legato principalmente all'uso di combustibili fossili. Infine, secondo ***l'ipcc Summary for Policymakers***, bruciare combustibili fossili ha prodotto circa 3/4 dell'incremento di anidride carbonica negli ultimi 20 anni. *(fonte L'ipcc, il Climate Panel dell'Onu).*

Bloomberg ha pubblicato un estensivo rapporto in cui incrocia tutti i dati della Nasa da cui risalta in modo assolutamente clamoroso il parallelismo tra il consumo di combustibili fossili, le emissioni di gas serra e l'impennata delle temperature globali in una serie storica che va dal 1880 al 2014.

Giocano, quindi, un ruolo fondamentale i progetti che mirano ad incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili e pulite. Il fotovoltaico, nello specifico, genera un contributo indiretto alla riduzione di emissione di gas serra, migliorando la qualità dell'aria globale e riducendo l'indice di desertificazione anche della stessa area di intervento.

CAPITOLO 3

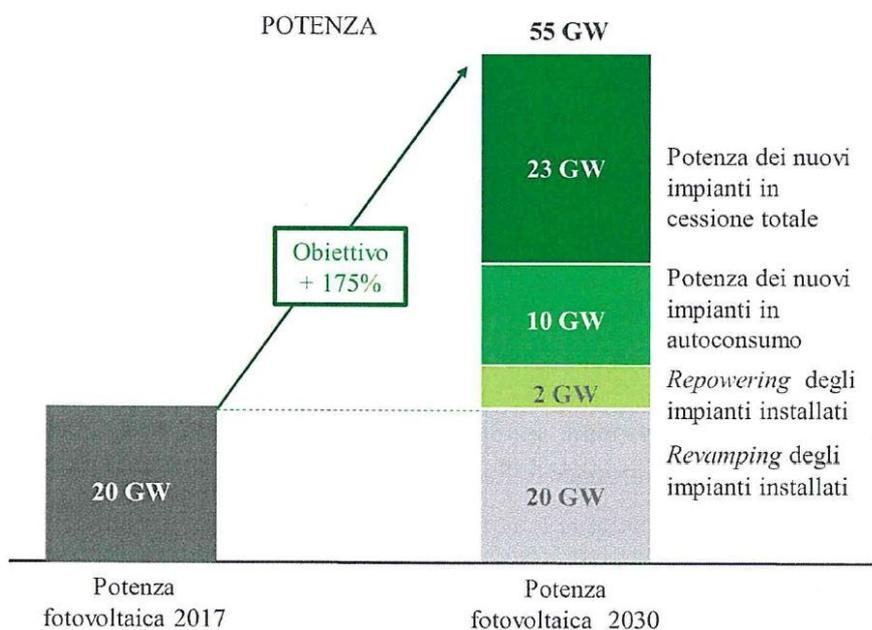
3 PROGRAMMAZIONE NAZIONALE

3.1 Evoluzione energetica Nazionale

Con l'approvazione della Strategia Energetica Nazionale, SEN, avvenuta nel novembre del 2017 dal Governo, sono stati individuati gli obiettivi nazionali da conseguire entro il 2030 in termini di utilizzo di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), di efficienza energetica e sostenibilità.

Nello specifico, la SEN ha fissato un obiettivo finalizzato proprio all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili pari al 55% della quota di produzione al 2030, prevedendo per il fotovoltaico 72 TWh di energia elettrica prodotta.

Per raggiungere questo obiettivo bisognerà mantenere ad un elevato livello le performance dell'attuale parco di produzione esistente e installare una nuova potenza stimabile pari a 35 GW in relazione al decadimento di quanto installato e all'evoluzione tecnologica attesa nel prossimo decennio.



FONTE: Strategia Energetica Nazionale 2017, Ministero dello Sviluppo Economico - Elaborazione GSE

Si prevede di suddividere la potenza precedente supponendo di ripartire le nuove installazioni in relazione alle estensioni delle regioni, corrette caso per caso da un fattore che tiene conto degli aspetti climatici, registrando una maggiore produzione nelle regioni meridionali.



FONTE: Strategia Energetica Nazionale 2017, Ministero dello Sviluppo Economico - Elaborazione GSE

In particolare, come è possibile notare in figura 2, **l'obiettivo fissato per la Puglia per il 2030 è pari a 5,3 GW.**

3.2 Programma Operativo Nazionale (PON) 2014-2020

La Commissione europea ha approvato il 23 giugno 2015, e successivamente modificato il 24 novembre 2015, il Programma Operativo Nazionale (PON) Imprese e Competitività 2014-2020, dotato di un budget complessivo di oltre 2.4 miliardi di euro, di cui 1.7 miliardi provenienti dal Fondo europeo per lo sviluppo regionale (FESR) e 643 milioni di cofinanziamento nazionale.

Il Programma intende accrescere gli investimenti nei settori chiave nelle Regioni meno sviluppate (Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sicilia) e in quelle in transizione (Abruzzo, Molise, Sardegna), riavviando una dinamica di convergenza Sud/Centro-Nord che possa sostenere un duraturo processo di sviluppo dell'intero Sistema Paese attraverso interventi per la salvaguardia del tessuto produttivo esistente e per la riqualificazione dei modelli di specializzazione produttiva.

Il pacchetto d'investimenti si propone di favorire la crescita economica e il rafforzamento della presenza delle aziende italiane nel contesto produttivo globale, in particolare le piccole e medie imprese, articolando gli interventi su 4 obiettivi tematici:

- OT 1 - rafforzare la ricerca, lo sviluppo tecnologico e l'innovazione
- OT 2 – migliorare l'accesso e l'utilizzo del ICT, nonché l'impiego e la qualità delle medesime
- OT 3 - promuovere la competitività delle piccole e medie imprese
- OT 4 - sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori

Il raggiungimento dell'obiettivo tematico 4 (Energia Sostenibile) è previsto attraverso le seguenti azioni:

- Riduzione consumi energetici e CO2 nelle imprese e integrazione FER (30% degli investimenti);
- Realizzazione di reti intelligenti di distribuzione e trasmissione dell'energia (63% degli investimenti);
- Realizzazione di sistemi intelligenti di stoccaggio (7% degli investimenti).

In relazione al Piano Operativo Nazionale, il progetto in esame:

- non risulta specificamente contemplato dal Piano stesso, che opera, ovviamente, ad un livello molto superiore di programmazione;
- presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Piano in quanto impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile.

3.3 Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica

Il PAEE 2017, elaborato su proposta dell'ENEA ai sensi dell'articolo 17, comma 1 del D.lgs. 102/2014, a seguito di un sintetico richiamo agli obiettivi di efficienza energetica al 2020 fissati dall'Italia, illustra i risultati conseguiti al 2016 e le principali misure attivate e in cantiere per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020

In particolare il Piano, coerentemente con le linee guida della Commissione Europea per la compilazione, riporta nel secondo capitolo gli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi di energia primaria e finale, specificando i risparmi negli usi finali di energia attesi al 2020 per singolo settore economico e per principale strumento di promozione dell'efficienza energetica.

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

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

Fonte: PAEE 2014

Come evidenziato nella tabella seguente, i consumi al 2020 derivanti dallo scenario di previsione a politiche correnti, si attesterebbero a circa 118 Mtep di energia finale e a 154 Mtep di energia primaria, con una riduzione del 26% rispetto alle previsioni del 2007.

Consumo	2015 (Mtep)	Stima 2020 (Mtep)
Energia primaria totale	156,17	153,57
Input per trasformazione in energia elettrica	46,77	42,48
Produzione di energia elettrica	22,14	16,76
Input per trasformazione in cogenerazione	16,75	19
Produzione da cogenerazione - termico	5,09	4,38
Produzione da cogenerazione - elettrico	8,24	8,71
Perdite di distribuzione	1,98	1,94
Consumi finali totali	116,44	117,97
Consumo finale - industria	26,02	27,16
Consumo finale - trasporti	39,54	40,4
Consumo finale - residenziale	32,49	31,89
Consumo finale – servizi e agricoltura	18,05	18,51

Fonte: ENEA

3.4 Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra

Da tempo l'Italia persegue il più ampio ricorso a strumenti che migliorino insieme sicurezza energetica, tutela dell'ambiente e accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente. L'Italia condivide pertanto l'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dell'economia e intende promuovere un Green New Deal, inteso come un patto verde con le imprese e i cittadini, che consideri l'ambiente come motore economico del Paese. L'esplicitazione dei contenuti del Green New Deal si manifesterà in varie forme e direzioni, includendo i provvedimenti di recepimento delle Direttive comunitarie attuative del pacchetto energia e clima, ma anche promuovendo iniziative ulteriori e sinergiche, già a partire dalla Legge 27 dicembre 2019, n.160 (Legge di Bilancio 2020).

Lungo questo percorso strategico condiviso e consolidato si terranno in debita considerazione aspetti di sostenibilità economica e sociale, nonché di compatibilità con altri obiettivi di tutela ambientale. Anche la recente previsione, contenuta nella Legge 12 dicembre 2019, n.141, che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, relativa alla trasformazione dell'attuale CIPE in CIPESS (Comitato Interministeriale per lo Sviluppo Sostenibile), segue gli obiettivi tracciati dal Green New Deal, con il dichiarato fine di rafforzare il coordinamento delle politiche pubbliche in vista del perseguimento degli obiettivi in materia di sviluppo sostenibile indicati dalla risoluzione A/70/L.1 adottata dall'Assemblea generale dell'Organizzazione delle Nazioni Unite il 25 settembre 2015. Riguardo alla sostenibilità economica e sociale della transizione energetica, è da rimarcare come, nell'ultimo decennio, gli oneri per il sostegno alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica siano sensibilmente cresciuti: considerando i soli incentivi dell'energia elettrica coperti dalle tariffe, si è passati dai circa 3,5 mld€ del 2009 ai 14,1 mld€ del 2017, poi scesi a 13,3 mld€ nel 2018. Il percorso finalizzato a delineare il mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibile con gli obiettivi del *Piano energia e clima per il 2030* e con altre esigenze, comprese quelle relative agli impatti ambientali, ha coinvolto vari interlocutori, anche grazie alla consultazione pubblica e alla Valutazione Ambientale Strategica, effettuate sulla proposta di piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima inviato alla Commissione europea alla fine del 2018.

Il presente piano concorre ad un'ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, in un quadro di integrazione dei mercati energetici nazionale nel mercato unico e con adeguata attenzione all'accessibilità dei prezzi e alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture. Gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia sono:

a. accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050 e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;

b. mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;

c. favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;

d. adottare misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, nel contempo, favorire assetti, infrastrutture e regole di mercato che, a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili; **e.** continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;

f. promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;

g. promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;

h. accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno;

i. adottare, anche tenendo conto delle conclusioni del processo di Valutazione Ambientale Strategica e del connesso monitoraggio ambientale, misure e accorgimenti che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica su altri obiettivi parimenti rilevanti, quali la qualità dell'aria e dei corpi idrici, il contenimento del consumo di suolo e la tutela del paesaggio;

j. continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

Per supportare e fornire una robusta base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) sono stati realizzati: - uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti; - uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano. Nelle tabelle seguenti sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

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

Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, un contributo in termini di quota dello Stato membro di energia da fonti rinnovabili nel consumo lordo di energia finale nel 2030; a partire dal 2021 tale contributo segue una traiettoria indicativa. Entro il 2022, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 18 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2025, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 43 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2027, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 65 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2030 la traiettoria indicativa deve raggiungere almeno il contributo previsto dello Stato membro. Se uno Stato membro prevede di superare il

proprio obiettivo nazionale vincolante per il 2020, la sua traiettoria indicativa può iniziare al livello che si aspetta di raggiungere. Le traiettorie indicative degli Stati membri, nel loro insieme, concorrono al raggiungimento dei punti di riferimento dell'Unione nel 2022, 2025 e 2027 e all'obiettivo vincolante dell'Unione di almeno il 32 % di energia rinnovabile nel 2030. Indipendentemente dal suo contributo all'obiettivo dell'Unione e dalla sua traiettoria indicativa ai fini del presente Regolamento, uno Stato membro è libero di stabilire obiettivi più ambiziosi per finalità di politica nazionale;

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'evoluzione della quota fonti rinnovabili rispetta la traiettoria indicativa di minimo delineata nell'articolo 4, lettera a, punto 2 del Regolamento Governance.

Si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così differenziato tra i diversi settori: - 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico; - 33,9% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento); - 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

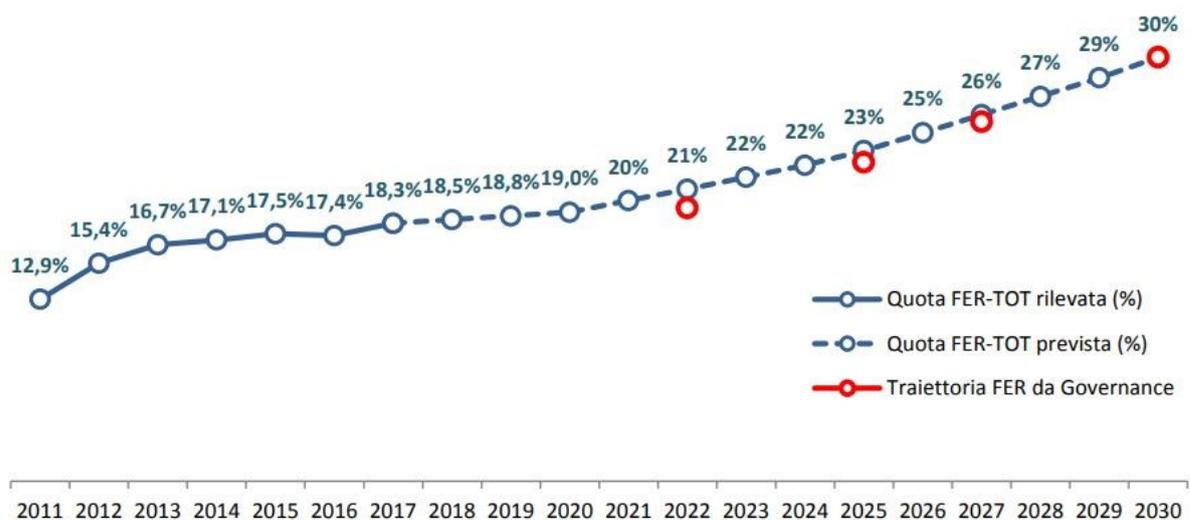
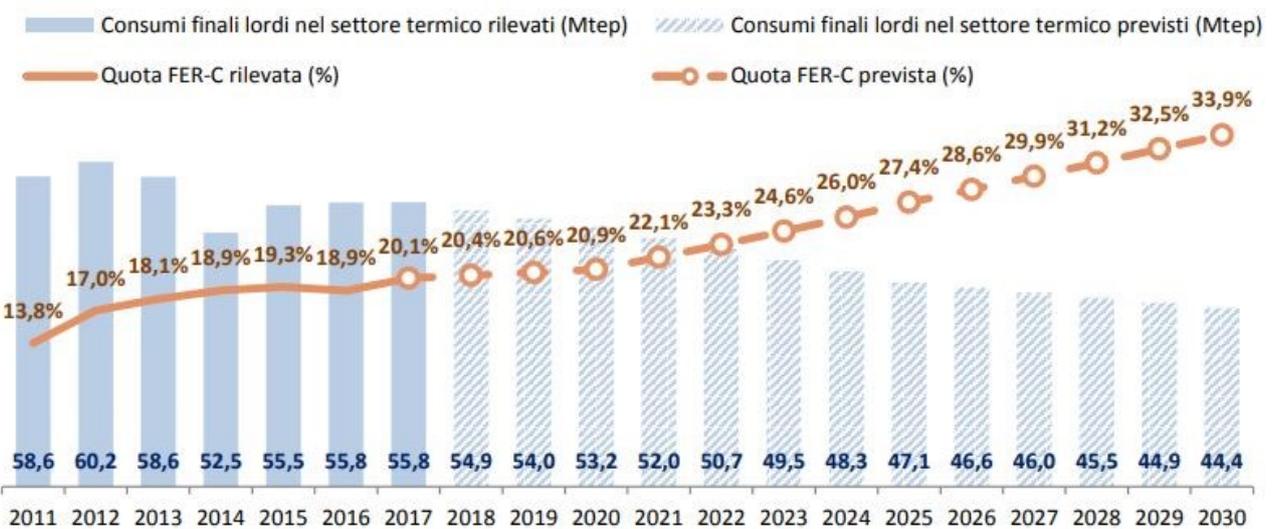
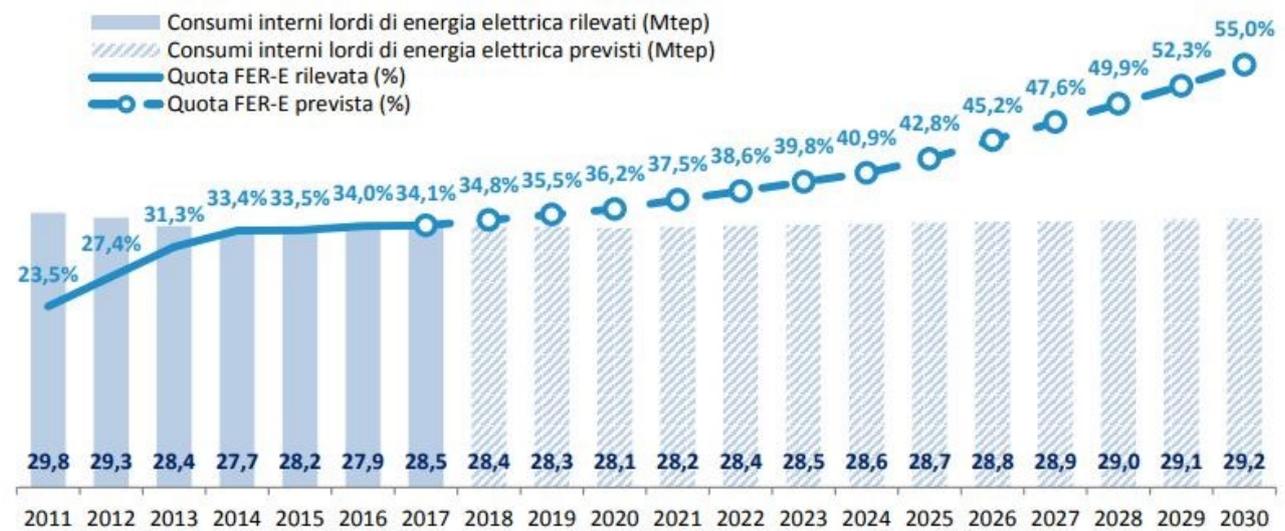


Tabella 9 - Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep)

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	21.081	22.000	27.168	33.428
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	121.153	120.435	116.064	111.359
Quota FER complessiva (%)	17,4%	18,3%	23,4%	30,0%



3.5 Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Nel 2008, con l'articolo 7 del decreto-legge n. 112, il legislatore ha introdotto nell'ordinamento l'istituto della "Strategia energetica nazionale" quale strumento di indirizzo e programmazione della politica energetica nazionale.

Il documento cui si fa riferimento nel presente paragrafo è stato adottato con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare ed ha come titolo Strategia Energetica Nazionale 2017, SEN2017.

Si tratta del documento di indirizzo del Governo Italiano per trasformare il sistema energetico nazionale necessario per raggiungere gli obiettivi climatico-energetici al 2030. Appare opportuno richiamare alcuni concetti direttamente tratti dal sito del Ministero dello Sviluppo Economico, www.sviluppoeconomico.gov.it:

ITER

La SEN2017 è il risultato di un processo articolato e condiviso durato un anno che ha coinvolto, sin dalla fase istruttoria, gli organismi pubblici operanti sull'energia, gli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas e qualificati esperti del settore energetico. Nella fase preliminare sono state svolte due audizioni parlamentari, riunioni con i gruppi parlamentari, le Amministrazioni dello Stato e le Regioni. La proposta di Strategia è stata quindi posta in consultazione pubblica per tre mesi, con una ampia partecipazione: oltre 250 tra associazioni, imprese, organismi pubblici, cittadini e esponenti del mondo universitario hanno formulato osservazioni e proposte, per un totale di 838 contributi tematici, presentati nel corso di un'audizione parlamentare dalle Commissioni congiunte Attività produttive e Ambiente della Camera e Industria e Territorio del Senato.

Obiettivi qualitativi e target quantitativi

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

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

- **competitivo:** migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti
 - **sostenibile:** raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21
 - **sicuro:** continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia
- Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:
- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030

- fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese)
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali
- razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio
- verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050
- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa
- nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica. Investimenti attivati. La Strategia energetica nazionale costituisce un impulso per la realizzazione di importanti investimenti, incrementando lo scenario tendenziale con investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, così ripartiti:
 - 30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico
 - 35 miliardi per fonti rinnovabili
 - 110 miliardi per l'efficienza energetica.

Oltre l'80% degli investimenti è quindi diretto ad incrementare la sostenibilità del sistema energetico, si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica. Dalla lettura di quanto sopra si evince l'importanza che la SEN riserva alla decarbonizzazione del sistema energetico italiano, con particolare attenzione all'incremento dell'energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili. L'analisi del capitolo 5 della SEN (relativo alla Sicurezza Energetica) evidenzia come in tutta Europa negli ultimi 10 anni si è assistito a un progressivo aumento della generazione da rinnovabili a discapito della generazione termoelettrica e

nucleare. In particolare, l'Italia presenta una penetrazione delle rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale di circa il 39% rispetto al 30% in Germania, 26% in UK e 16% in Francia.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sta comportando un cambio d'uso del parco termoelettrico, che da fonte di generazione ad alto tasso d'utilizzo svolge sempre più funzioni di flessibilità, complementarietà e back-up al sistema. Tale fenomeno è destinato ad intensificarsi con l'ulteriore crescita delle fonti rinnovabili al 2030.

La dismissione di ulteriore capacità termica dovrà essere compensata, per non compromettere l'adeguatezza del sistema elettrico, dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili. In virtù di tale ambizioso target, la stessa SEN assegna un ruolo prioritario al rilancio e potenziamento delle installazioni rinnovabili esistenti, il cui apporto è giudicato indispensabile per centrare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. L'aumento delle rinnovabili, se da un lato permette di raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale, dall'altro lato, quando non adeguatamente accompagnato da un'evoluzione e ammodernamento delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei mercati elettrici, può generare squilibri nel sistema elettrico, quali ad esempio fenomeni di overgeneration e congestioni inter e intra-zonali con conseguente aumento del costo dei servizi. Gli interventi da fare, già avviati da vari anni, sono finalizzati ad uno sviluppo della rete funzionale a risolvere le congestioni e favorire una migliore integrazione delle rinnovabili, all'accelerazione dell'innovazione delle reti e all'evoluzione delle regole di mercato sul dispacciamento, in modo tale che risorse distribuite e domanda partecipino attivamente all'equilibrio del sistema e contribuiscano a fornire la flessibilità necessaria. A fronte di una penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche fino al 55% al 2030, la società TERNA ha effettuato opportuna analisi con il risultato che l'obiettivo risulta raggiungibile attraverso nuovi investimenti in sicurezza e flessibilità.

TERNA ha, quindi, individuato un piano minimo di opere indispensabili, in buona parte già comprese nel Piano di sviluppo 2017 e nel Piano di difesa 2017, altre che saranno sviluppate nei successivi Piani annuali, da realizzare al 2025 e poi ancora al 2030. Per quel che concerne lo sviluppo della rete elettrica dovranno essere realizzati ulteriori rinforzi di rete – rispetto a quelli già pianificati nel Piano di sviluppo 2017 - tra le zone Nord-Centro Nord e Centro Sud, tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni.

Il Piano di Sviluppo 2018 dovrà sviluppare inoltre la realizzazione di un rinforzo della dorsale adriatica per migliorare le condizioni di adeguatezza.

Tra le infrastrutture di rete necessarie per incrementare l'efficienza della Rete di Trasmissione Nazionale.

Tutti gli interventi hanno l'obiettivo della eliminazione graduale dell'impiego del carbone nella produzione dell'energia elettrica, procedura che viene definita phase out dal carbone.

Da quanto su richiamato è evidente la compatibilità del progetto rispetto alla SEN, in quanto contribuirà certamente alla richiamata penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

CAPITOLO 4

4 PROGRAMMAZIONE REGIONALE

4.1 Evoluzione energetica in Puglia

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

I fattori principali a cui fa riferimento questo processo di pianificazione sono:

- il nuovo assetto normativo che fornisce alle Regioni e agli enti locali nuovi strumenti e possibilità di azione in campo energetico;
- l'entrata di nuovi operatori nel tradizionale mercato dell'offerta di energia a seguito del processo di liberalizzazione;
- lo sviluppo di nuove opportunità e di nuovi operatori nel campo dei servizi sul fronte della domanda di energia;
- la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto della sicurezza degli approvvigionamenti delle tradizionali fonti energetiche primarie;
- la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto dell'impatto sull'ambiente delle tradizionali fonti energetiche primarie, con particolare riferimento alle emissioni delle sostanze climalteranti.

Il principale obiettivo strategico è rendere equilibrato il settore energetico regionale, oggi soprattutto deficitario nel comparto elettrico, per garantire sostegno allo sviluppo economico e sociale delle Puglia. Il criterio adottato è quello di privilegiare la produzione distribuita e non concentrata di energia, a partire dalle aree industriali omogenee.

Il territorio della Regione Puglia è caratterizzato dalla presenza di numerosi impianti di produzione di energia elettrica, funzionanti sia con fonti fossili che con fonti rinnovabili. La produzione lorda di energia elettrica al 2004 è stata di 31.230 GWh (nel 2005 la produzione è stata leggermente superiore: 31.750 GWh), a fronte di una produzione di circa 13.410 GWh nel 1990. Come si nota in figura, la suddetta produzione è dovuta ad una potenza installata che è passata dai 2.650 MW nel 1990 ai 6.100 MW nel 2004.

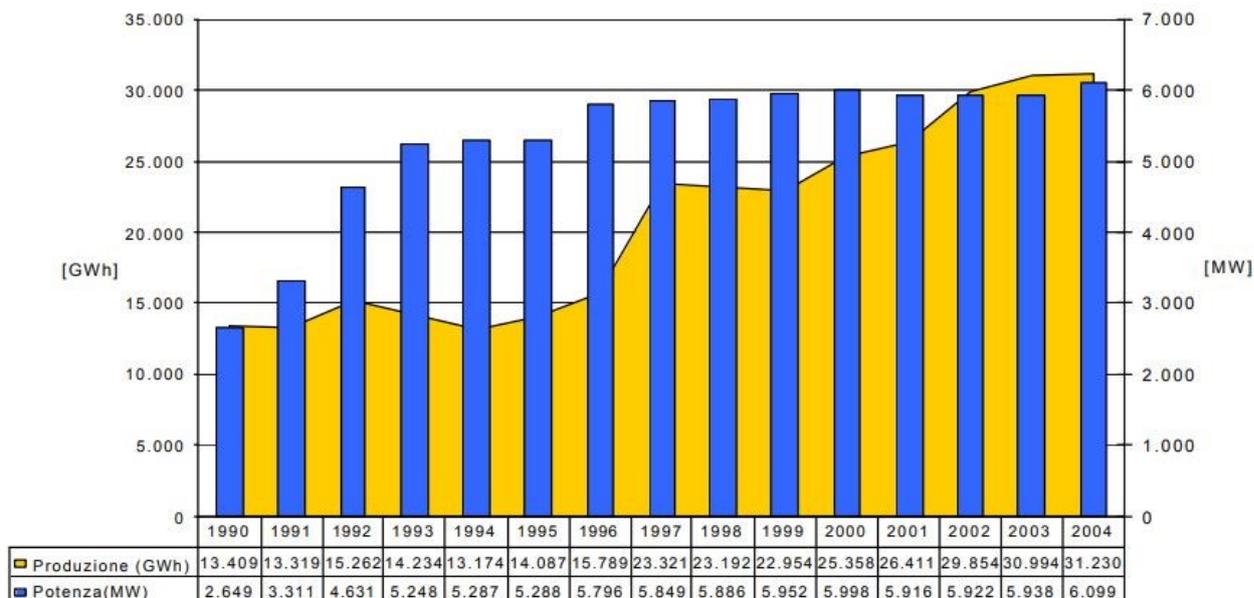


Figura 1 - Potenza installata e produzione di energia elettrica – Fonte: PEAR Puglia

Nel 2004 la produzione di energia elettrica equivale a quasi due volte il consumo regionale, mentre nel 1990 il rapporto era di uno a uno.

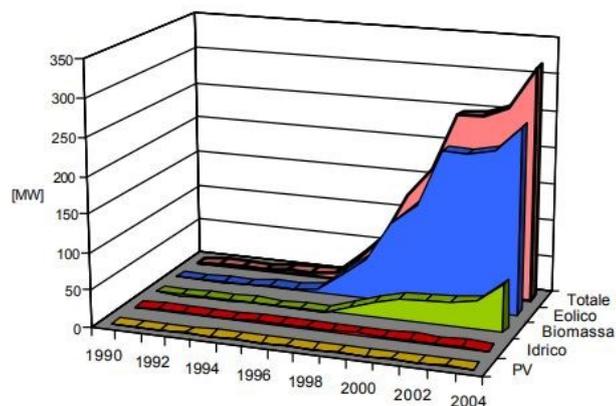
Il ruolo degli impianti da fonti rinnovabili alla potenza installata complessiva nel 2004 è stato del 5,5%, a fronte di una produzione pari al 2,6% del totale.

Per il 2004 le potenze e le produzioni delle principali tipologie di impianto sono riassunte nella tabella seguente.

Impianti	Potenza (MW)	Potenza (%)	Produzione (GWh)	Produzione (%)
Fonte fossile	5782	94,8	30426	97,4
<i>di cui</i>				
Operatori mercato	5638	92,4	30281	97,0
Autoproduttori	144	2,4	145	0,5
Fonte rinnovabile	317	5,2	804	2,6
<i>di cui</i>				
Biomassa	64	1,0	258	0,8
Eolico	252	4,1	545	1,7
Fotovoltaico	0,5	0,0	0,7	0,0
Totale	6.099	100,0	31.230	100,0

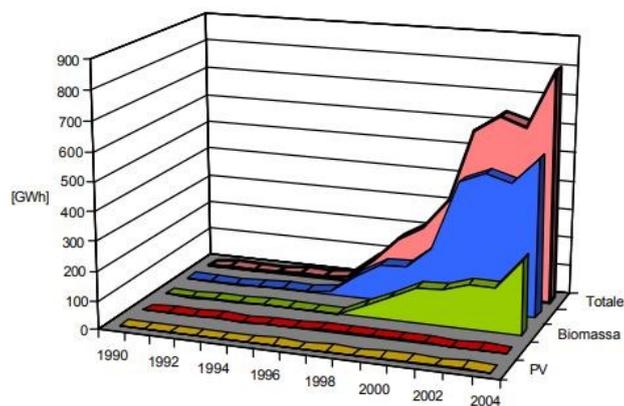
Tabella 1 – Potenze e produzioni delle principali tipologie di impianto – anno 2004

Per quanto riguarda le fonti energetiche rinnovabili, l'evoluzione della potenza installata e della produzione è rappresentata nei grafici seguenti.



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Idrico	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	0
Biomassa	0	0	0	0	0	0	0	0	9	20	30	32	33	38	64
Eolico	0	0	0	0	3	3	6	31	55	108	138	212	212	220	252
Totale	0	1	1	1	4	5	8	33	66	130	169	245	246	259	317

Figura 2 – Potenza elettrica installata di impianti a fonti rinnovabili – Fonte: PEAR Puglia



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Idrico	0	0	0	0	0	0	3	3	4	4	4	3	0	0	0
Biomassa	0	0	0	0	0	0	0	0	37	80	121	128	154	150	258
Eolico	0	0	0	0	6	6	12	80	130	136	203	446	483	458	545
Totale	0	0	0	0	6	6	15	83	171	220	327	577	637	608	804

Figura 3 – Potenza elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili – Fonte: PEAR Puglia

I dati riportati fanno riferimento all'evoluzione avvenuta fino al 2004, ma è risaputo come negli ultimi anni la Puglia, ad oggi sempre più povera di risorse energetiche di origine fossile, sia diventata per via delle sue caratteristiche geomorfologiche, sede di importanti centrali e impianti di trasformazione di energia da fonte rinnovabile.

In relazione all'analisi della compatibilità del progetto con gli obiettivi generali del PEARS, si evidenzia quanto segue:

- il progetto non presenta elementi in contrasto con le disposizioni specifiche per l'autorizzazione alla realizzazione di impianti FER.
- il progetto presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Piano in quanto impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile, la cui promozione e sviluppo costituisce uno degli obiettivi principali di Piano stesso.

4.2 Considerazioni sulla produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva di **62.452.040 KWp** da installarsi nel Comune di Foggia (FG).

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico e bassi impatti con l'ambiente;
- un risparmio di fonti non rinnovabili (combustibili fossili);

- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di “Energia Verde” e allo “Sviluppo Sostenibile” tramite la riduzione delle emissioni di gas inquinanti e gas serra, invocate dal Protocollo di Kyoto (adottato l’11 Dicembre 1997, entra in vigore nel 2005) e dalla Conferenza sul clima e l’ambiente di Copenaghen (2009).

Il primo è un documento internazionale che affronta il problema dei cambiamenti climatici, il cui scopo primario è la riduzione complessiva di emissione di gas inquinanti e gas serra in atmosfera dell’8% tra il 2008 e il 2012 per gli Stati membri dell’Unione Europea.

La seconda, quindicesima Conferenza Onu sul clima, definita come l’accordo “post – Kyoto”, stabilisce la soglia dei 2 gradi come aumento massimo delle temperature e i fondi che verranno stanziati per incrementare le tecnologie "verdi" nei Paesi in via di Sviluppo. I tagli alle emissioni, dunque, dovranno essere conseguenti al primo dei due obiettivi.

L’aumento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti, legato allo sfruttamento delle fonti energetiche convenzionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha posto come obiettivo della politica energetica nazionale quello di incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tra queste sta assumendo particolare importanza lo sfruttamento dell’energia solare per la produzione di energia elettrica. L’energia solare è tra le fonti energetiche più abbondanti sulla terra dal momento che il sole irradia sul nostro pianeta ogni anno 20.000 miliardi di TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio), quantità circa 2.200 volte superiore ai soli 9 miliardi che sarebbero sufficienti per soddisfare tutte le richieste energetiche. L’energia irradiata dal sole deriva da reazioni termonucleari che consistono essenzialmente nella trasformazione di quattro nuclei di idrogeno in un nucleo di elio. La massa del nucleo di elio è leggermente inferiore rispetto alla somma delle masse dei nuclei di idrogeno, pertanto la differenza viene trasformata in energia attraverso la nota relazione di Einstein che lega l’energia alla massa attraverso il quadrato della velocità della luce. Tale energia si propaga nello spazio con simmetria sferica e raggiunge la fascia più esterna dell’atmosfera terrestre con intensità incidente per unità di tempo su una superficie unitaria pari a 1367 W/m^2 (costante solare). A causa dell’atmosfera terrestre parte della radiazione solare incidente sulla terra viene riflessa nello spazio, parte viene assorbita dagli elementi che compongono l’atmosfera e parte viene diffusa nella stessa atmosfera. Il processo di assorbimento dipende dall’angolo di incidenza e perciò dallo spessore della massa d’aria attraversata, quindi è stata definita la massa d’aria unitaria AM1 (Air Mass One) come lo spessore di atmosfera standard attraversato in direzione perpendicolare dalla superficie terrestre e misurato al livello del mare.

La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre si distingue in diretta e diffusa. Mentre la radiazione diretta colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben preciso angolo di incidenza, quella diffusa incide su tale superficie con vari angoli. Occorre ricordare che quando la radiazione diretta non può colpire una superficie a causa della presenza di un ostacolo, l’area ombreggiata non si trova completamente oscurata grazie al contributo della radiazione diffusa. Questa osservazione ha rilevanza tecnica specie per i dispositivi fotovoltaici che possono operare anche in presenza di sola radiazione diffusa.

Una superficie inclinata può ricevere, inoltre, la radiazione riflessa dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali, tale contributo è chiamato albedo. Le proporzioni di radiazione diretta, diffusa ed albedo ricevuta da una superficie dipendono:

- dalle condizioni meteorologiche (infatti in una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco predomina invece la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale);
- dall'inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale (una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa, se non ci sono intorno oggetti a quota superiore a quella della superficie);
- dalla presenza di superfici riflettenti (il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle superfici chiare; così la radiazione riflessa aumenta in inverno per effetto della neve e diminuisce in estate per l'effetto di assorbimento dell'erba o del terreno).

Al variare della località, inoltre, varia il rapporto fra la radiazione diffusa e quella totale e poiché all'aumentare dell'inclinazione della superficie di captazione diminuisce la componente diffusa e aumenta la componente riflessa, l'inclinazione che consente di massimizzare l'energia raccolta può essere differente da località a località.

La posizione ottimale, in pratica, si ha quando la superficie è orientata a Sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine del sito: l'orientamento a sud infatti massimizza la radiazione solare captata ricevuta nella giornata e l'inclinazione pari alla latitudine rende minime, durante l'anno, le variazioni di energia solare captate dovute alla oscillazione di $\pm 23.5^\circ$ della direzione dei raggi solari rispetto alla perpendicolare alla superficie di raccolta.

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni nei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico. L'oggetto fisico in cui tale fenomeno avviene è la cella solare, la quale altro non è che un diodo con la caratteristica essenziale di avere una superficie molto estesa (alcune decine di cm^2). La conversione della radiazione solare in corrente elettrica avviene nella cella fotovoltaica. Questo è un dispositivo costituito da una sottile fetta di un materiale semiconduttore, molto spesso il silicio. Generalmente una cella fotovoltaica ha uno spessore che varia fra i 0,25 ai 0,35mm ed ha una forma generalmente quadrata con una superficie pari a circa 100 cm^2 . Le celle vengono quindi assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico.

Le caratteristiche elettriche principali di un modulo fotovoltaico si possono riassumere nelle seguenti:

- Potenza di Picco (W_p): Potenza erogata dal modulo alle condizioni standard STC (Irraggiamento = 1000 W/m^2 ; Temperatura = 25° C ; A.M. = 1,5)
- Corrente nominale (A): Corrente erogata dal modulo nel punto di lavoro
- Tensione nominale (V): Tensione di lavoro del modulo.

Il generatore fotovoltaico è costituito dall'insieme dei moduli fotovoltaici opportunamente collegati in serie ed in parallelo in modo da realizzare le condizioni operative desiderate. In particolare l'elemento base del campo è il modulo fotovoltaico. Più moduli assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, mentre moduli o

pannelli collegati elettricamente in serie, per ottenere la tensione nominale di generazione, formano la stringa. Infine il collegamento elettrico in parallelo di più stringhe costituisce il campo.

La quantità di energia prodotta da un generatore fotovoltaico varia nel corso dell'anno, in funzione del soleggiamento della località e della latitudine della stessa. Per ciascuna applicazione il generatore dovrà essere dimensionato sulla base del:

- carico elettrico,
- potenza di picco,
- possibilità di collegamento alla rete elettrica o meno,
- latitudine del sito ed irraggiamento medio annuo dello stesso,
- specifiche topografiche del terreno,
- specifiche elettriche del carico utilizzatore.

A titolo indicativo si considera che alle latitudini dell'Italia centrale, un m² di moduli fotovoltaici possa produrre in media:

0,35 kWh/giorno nel periodo invernale

≈ 180 kWh/anno

0,65 kWh/giorno nel periodo estivo

Per garantire una migliore efficienza dei pannelli, e quindi riuscire a sfruttare fino in fondo tutta la radiazione solare, è opportuno che il piano possa letteralmente inseguire i movimenti del sole nel percorso lungo la volta solare. I movimenti del sole sono essenzialmente due:

- moto giornaliero: corrispondente ad una rotazione azimutale del piano dei moduli sul suo asse baricentrico, seguendo il percorso da est a ovest ogni giorno;
- moto stagionale: corrispondente ad una rotazione rispetto al piano orizzontale seguendo le elevazioni variabili del sole da quella minima (inverno) a quella massima (estate) dovute al cambio delle stagioni.

Un aspetto fondamentale da prendere in considerazione sono le tecniche di inseguimento del Sole. Le tecniche di inseguimento del Sole richiedono uno studio accurato: occorre infatti minimizzare l'angolo di incidenza con la superficie orizzontale che alla stessa ora varia da giorno a giorno dell'anno portando l'inseguitore ad inseguire con movimenti diversi da giorno a giorno. Gli inseguitori sono quindi disposti di un comando elettronico che può avere già implementate le posizioni di riferimento ora per ora o può essere gestito da un microprocessore che calcola ora per ora la posizione di puntamento che massimizza l'energia prodotta.

Le strategie più conosciute di inseguimento del sole sono:

- la strategia Tracking: si aspetta il Sole alla mattina in posizione di massimo angolo di rotazione e lo si insegue poi secondo una funzione che massimizza l'energia captata. Questa strategia presenta però lo svantaggio che nelle prime e ultime ore del giorno i filari (ed in particolar modo il primo) ombreggiano tutti gli altri e di conseguenza si riduce notevolmente l'energia prodotta.

- la strategia Backtracking: consiste nel partire alla mattina con il piano dei moduli orizzontale e contro-inseguire il sole per evitare di ombreggiare gli altri filari fino a quando non risultano naturalmente non ombreggiati e poi inseguire normalmente. Ovviamente grazie a questa strategia si ottiene un incremento dell'energia prodotta.

Le strutture ad inseguimento sono dotate di un controllo a microprocessore in grado di calcolare l'angolo di inseguimento migliore istante per istante e controllare il piano dei moduli fotovoltaici in modo tale che arrivi appunto la massima radiazione possibile. La posizione di inseguimento ottimale viene calcolata in base ad un algoritmo che tiene conto delle posizioni del Sole istante per istante in tutto l'arco dell'anno che dipende dalle latitudini, dalla data e dall'ora. Ovviamente il motore deve spostare l'intero sistema solamente quanto la posizione non risulta essere più adatta con uno scarto di un paio di gradi. Questo permette di risparmiare il numero di avvii del motore.

4.3 Strumenti di pianificazione energetica, ambientale e paesaggistica vigenti

4.3.1 Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia (PPTR)

Il Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia è stato approvato in via definitiva con DGR n. 16 febbraio 2015, n. 176 (BURP n. 40 del 23-03-2015). Il PPTR non prevedrà pertanto solo azioni vincolistiche di tutela di specifici ambiti territoriali ricadenti nelle categorie di valore paesistico individuate dal PUTT (Ambiti Territoriali Estesi A, B, C e D), ma anche azioni di valorizzazione per l'incremento della qualità paesistico-ambientale dell'intero territorio regionale.

Il territorio regionale è suddiviso in undici ambiti paesaggistici, definiti dall'art. 7, punto 4 delle N.T.A. del PPTR; sono stati individuati attraverso la valutazione integrata di una pluralità di fattori:

- la conformazione storica delle regioni geografiche;
- i caratteri dell'assetto idrogeomorfologico;
- i caratteri ambientali ed ecosistemici;
- le tipologie insediative: città, reti di città e infrastrutture, strutture agrarie;
- l'insieme delle figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi;
- l'articolazione delle identità percettive dei paesaggi.

Il PPTR rappresenta quindi lo strumento per riconoscere i principali valori identificativi del territorio, definirne le regole d'uso e di trasformazione e porre le condizioni normative idonee ad uno sviluppo sostenibile.

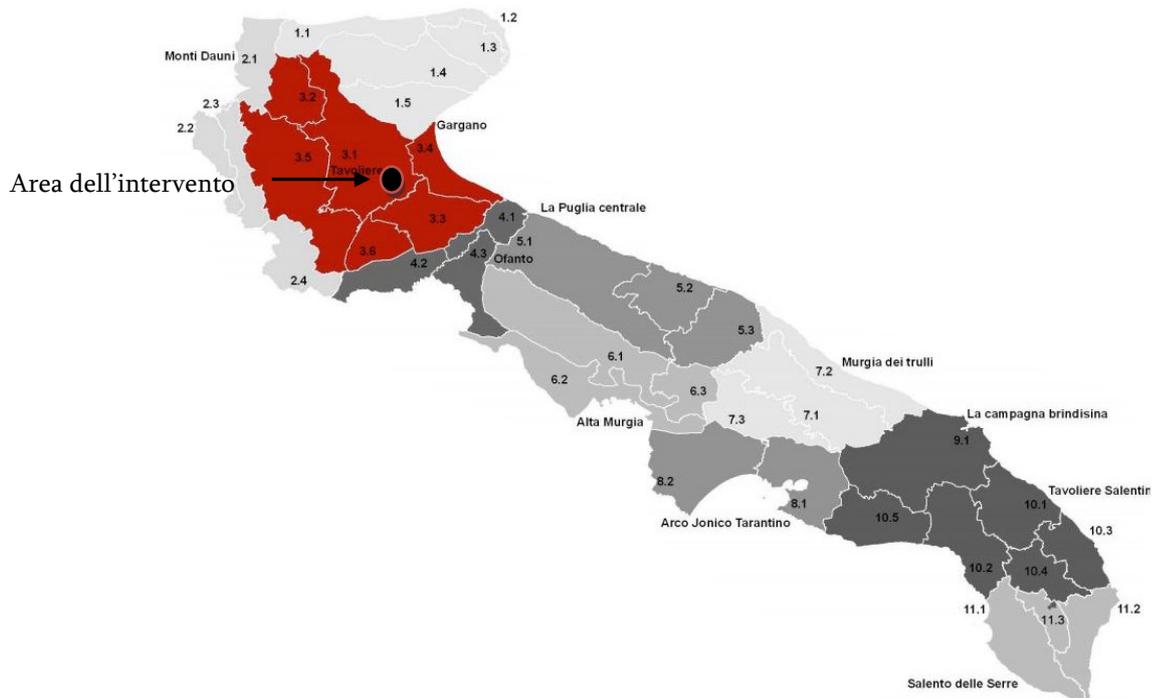


Figura 4 - Ambiti paesaggistici - Fonte PPTR

REGIONI GEOGRAFICHE STORICHE	AMBITI DI PAESAGGIO	FIGURE TERRITORIALI E PAESAGGISTICHE (UNITA' MINIME DI PAESAGGIO)
Gargano (1° livello)	1. Gargano	1.1 Sistema ad anfiteatro dei laghi di Lesina e Varano 1.2 L'altopiano carsico 1.3 La costa alta del Gargano 1.4 La Foresta umbra 1.5 L'altopiano di Manfredonia
Subappennino (1° livello)	2. Monti Dauni	2.1 La bassa valle del Fortore e il sistema fluviale 2.2 La media valle del Fortore e la diga di Occhio 2.3 I Monti Dauni settentrionali 2.4 I Monti Dauni meridionali
Puglia grande (Tavoliere 2° liv.)	3. Tavoliere	3.1 La piana foggiana della riforma 3.2 Il mosaico di San Severo 3.3 Il mosaico di Cerignola 3.4 Le saline di Margherita di Savoia 3.5 Lucera e le serre dei Monti Dauni 3.6 Le Marane di Ascoli Satriano
Puglia grande (Ofanto 2° liv.)	4. Ofanto	4.1 La bassa Valle dell'Ofanto 4.2 La media Valle dell'Ofanto 4.3 La valle del torrente Locone
Puglia grande (Costa olivicola 2°liv. - Conca di Bari 2° liv.)	5. Puglia centrale	5.1 La piana olivicola del nord barese 5.2 La conca di Bari ed il sistema radiale della piana 5.3 Il sud-est barese ed il paesaggio del frutteto
Puglia grande (Murgia alta 2° liv.)	6. Alta Murgia	6.1 L'altopiano murgiano 6.2 La fossa Bradanica 6.3 La selva di Gioia
Valle d'Itria (1° livello)	7. Murgia dei trulli	7.1 La Valle d'Itria 7.2 La piana degli uliveti secolari 7.3 I boschi di fragno della Murgia bassa
Puglia grande (Arco Jonico 2° liv.)	8. Arco Jonico tarantino	8.1 L'anfiteatro e la piana tarantina 8.2 Il paesaggio delle gravine ioniche
Puglia grande (La piana brindisina 2° liv.)	9. La campagna brindisina	9.1 La campagna brindisina
Puglia grande (Piana di Lecce 2° liv.)	10. Tavoliere salentino	10.1 La campagna leccese del ristretto e il sistema di ville suburbane 10.2 La terra dell'Arneo 10.3 Il paesaggio costiero profondo da S. Cataldo agli Alimini 10.4 La campagna a mosaico del Salento centrale 10.5 Le Murgie tarantine
Salento meridionale (1° livello)	11. Salento delle Serre	11.1 Le serre ioniche 11.2 Le serre orientali 11.4 Il Bosco del Belvedere

Figura 5 – Legenda ambiti paesaggistici - Fonte PPTR

L'area d'impianto oggetto di studio rientra **nell'ambito 3 "Tavoliere"** e nello specifico nell'unità minima di paesaggio della **"Piana foggiana della riforma"**.

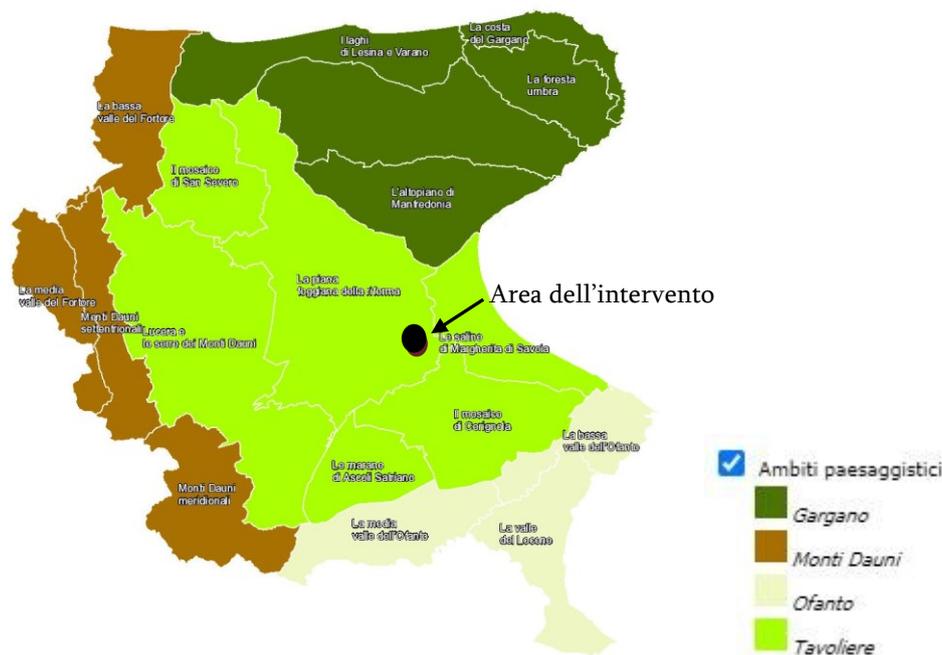


Figura 6 – Ambiti paesaggistici della provincia di Foggia

Per quanto concerne gli aspetti di produzione energetica, il PPTR richiama il Piano Energetico Regionale, il quale prevede un notevole incremento della produzione di energie rinnovabili (tra cui il fotovoltaico) ai fini della riduzione della dipendenza energetica e della riduzione di emissioni di inquinanti in atmosfera.

A fronte dei suddetti aspetti positivi, il PPTR individua comunque potenziali condizioni di criticità dal punto di vista paesaggistico, derivanti dalla presenza di nuovi impianti fotovoltaici quali detrattori della qualità del paesaggio. In particolare, considerate le previsioni quantitative in atto (in termini di installazioni in progetto nel territorio pugliese), il PPTR si propone l'obiettivo di andare oltre i soli termini autorizzativi delle linee guida specifiche, ma, più articolatamente in merito a localizzazioni, tipologie di impianti (integrati e non), coinvolgere gli operatori del settore agricolo in ambiti di programmazione negoziata, anche in relazione alla qualità paesistica degli impianti.

Obiettivi specifici del PPTR, per il settore delle rinnovabili (in particolare riguardo al fotovoltaico), sono:

- *favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili sul territorio integrate con la produzione agricola;*
- *definire standard di qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili;*
- *progettare il passaggio dai “campi alle officine”, favorendo la concentrazione delle nuove centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili in aree produttive o prossime ad esse;*
- *misure per cointeressare i comuni nella produzione di megafotovoltaico (riduzione).*

Il PPTR è definito da tre componenti:

- **ATLANTE DEL PATRIMONIO AMBIENTALE, PAESAGGISTICO E TERRITORIALE** (l'Atlante descrive l'identità dei paesaggi della Puglia e le regole fondamentali che ne hanno guidato la costruzione nel lungo periodo delle trasformazioni storiche; le condizioni di riproduzione di quelle

identità sono descritte dalle Regole Statutarie, che si propongono come punto di partenza, che dovrà accumunare tutti gli strumenti pubblici di gestione e di progetto delle trasformazioni del territorio regionale).

- **SCENARIO STRATEGICO** (Oltre la tutela, il PPTR propone una gestione attiva del paesaggio garantendo l'integrazione degli aspetti paesaggistici nelle politiche territoriali e urbanistiche, co-pianificando con le politiche settoriali. La gestione attiva richiede soprattutto azioni e politiche di miglioramento dei territori degradati e compromessi (periferie, aree industriali, campagne urbanizzate), realizzando in questi nuovi valori paesaggistici (cfr. obiettivi di qualità).
- **REGOLE** (in senso stretto sono costituite dalle Norme Tecniche di Attuazione - NTA, che sono un elenco di indirizzi, direttive e prescrizioni che hanno un effetto immediato sull'uso delle risorse ambientali, insediative e storico-culturali che costituiscono il paesaggio).

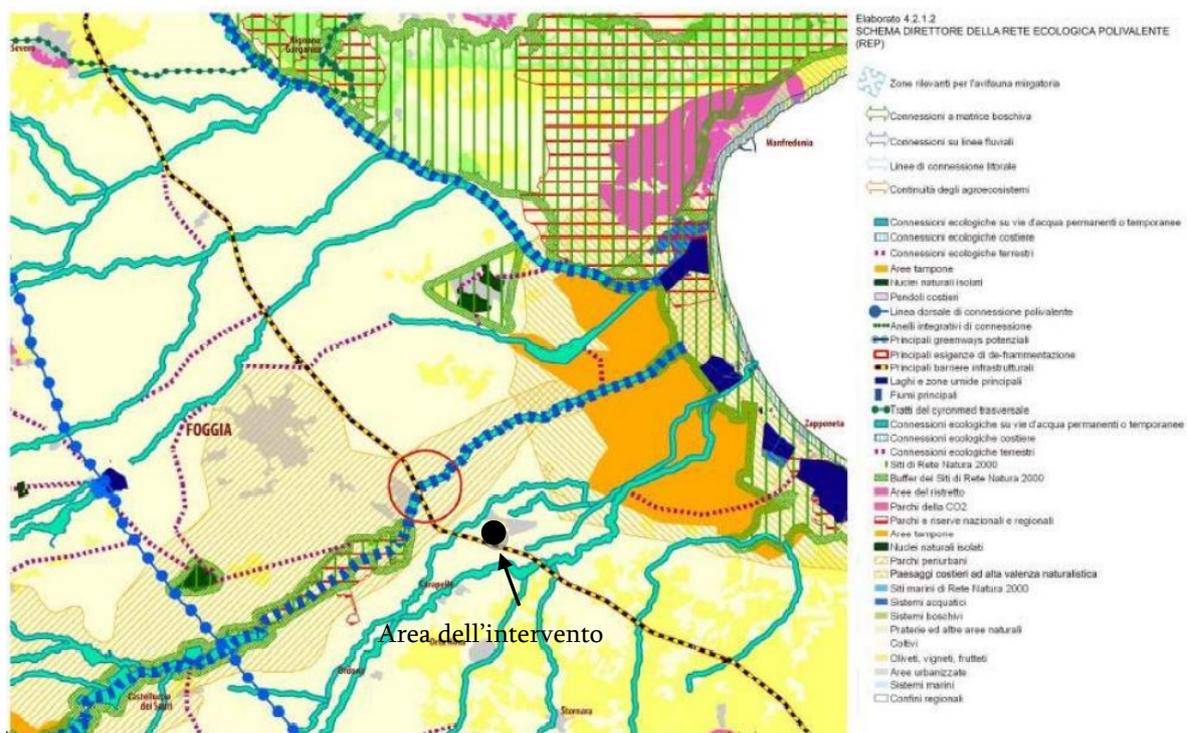


Figura 7 - Rete ecologica

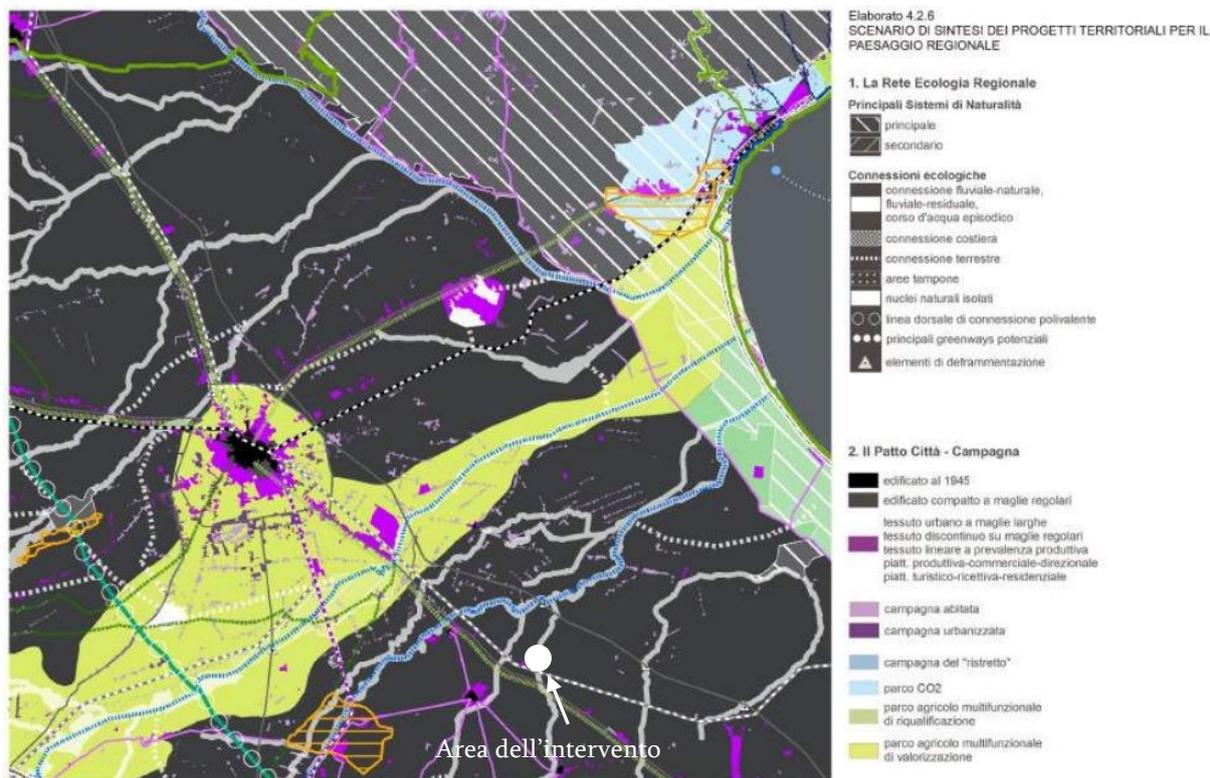


Figura 8 - Scenario strategico

Di seguito si riportano gli stralci degli elaborati del Sistema delle Tutele del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, che interessano l'area di intervento e il suo intorno, nello specifico le componenti che interessano l'area di studio sono:

- **Struttura idrogeomorfologica** (componenti geomorfologiche – componenti idrologiche);
- **Struttura ecosistemica e ambientale** (componenti botanico-vegetazionali – componenti delle aree protette e dei siti naturalistici);
- **Struttura antropica e storico-culturale** (componenti culturali e insediative – componenti dei valori percettivi).

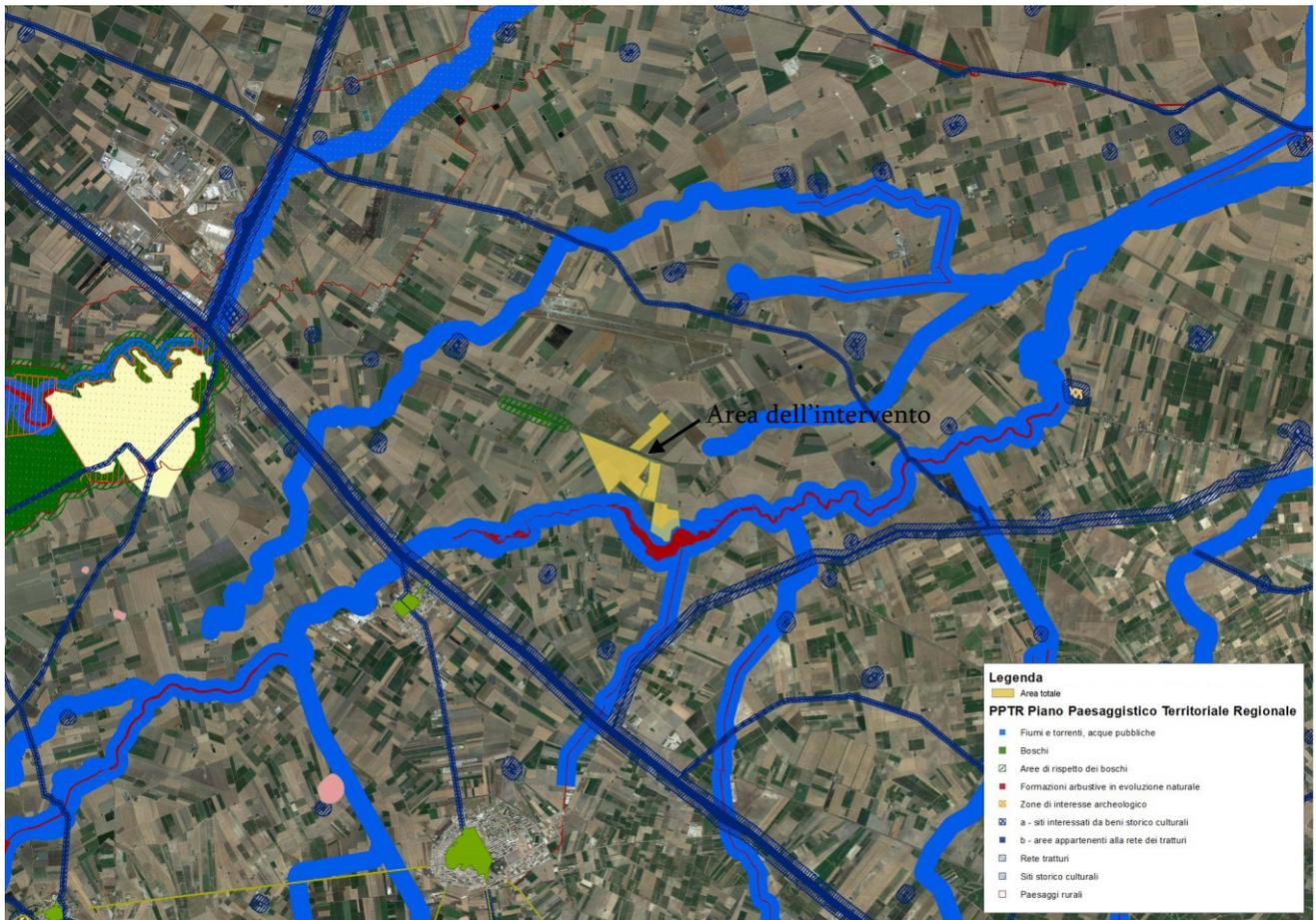


Figura 9 - Struttura Idro-Geo-Morfologica

Il PPTR al Capo II delle Norme Tecniche di Attuazione individua la **struttura Idro-Geo-Morfologica**, l'Articolo 40 "Individuazione delle componenti Idrologiche" definisce quali di queste componenti sono individuate dal PPTR corrispondono a beni paesaggistici e quali a ulteriori contesti.

I beni paesaggistici sono:

1. Territori costieri;
2. Territori contermini ai laghi;
3. Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche;

gli ulteriori contesti sono costituiti da:

1. Reticolo idrografico di connessione delle Rete Ecologica Regionale;
2. Sorgenti;
3. Aree soggette a Vincolo Idrogeologico.

Il sito, oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale non ricade all'interno di buffer di corsi d'acqua, coerentemente all'articolo 46, comma 2 "Prescrizioni per fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche".



Figura 10 - Struttura Ecosistemica - Ambientale

Il PPTR al Capo III delle Norme Tecniche di Attuazione individua la “**Struttura Ecosistemico - Ambientale**” definendo all’Art. 57 “L’Individuazione delle componenti Botanico – Vegetazionali e controllo paesaggistico”.

Le componenti botanico vegetazionali individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti.

I beni Paesaggistici sono costituiti da: - Boschi; - Zone Umide Ramsar; Gli ulteriori contesti sono costituiti da:

- Aree Umide;
- Prati e Pascoli Naturali;
- Formazioni Arbustive in evoluzione naturale;
- Aree di rispetto dei Boschi.

Il sito, oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale non risulta essere interessato dalla presenza di componenti botanico vegetazionali o aree protette.

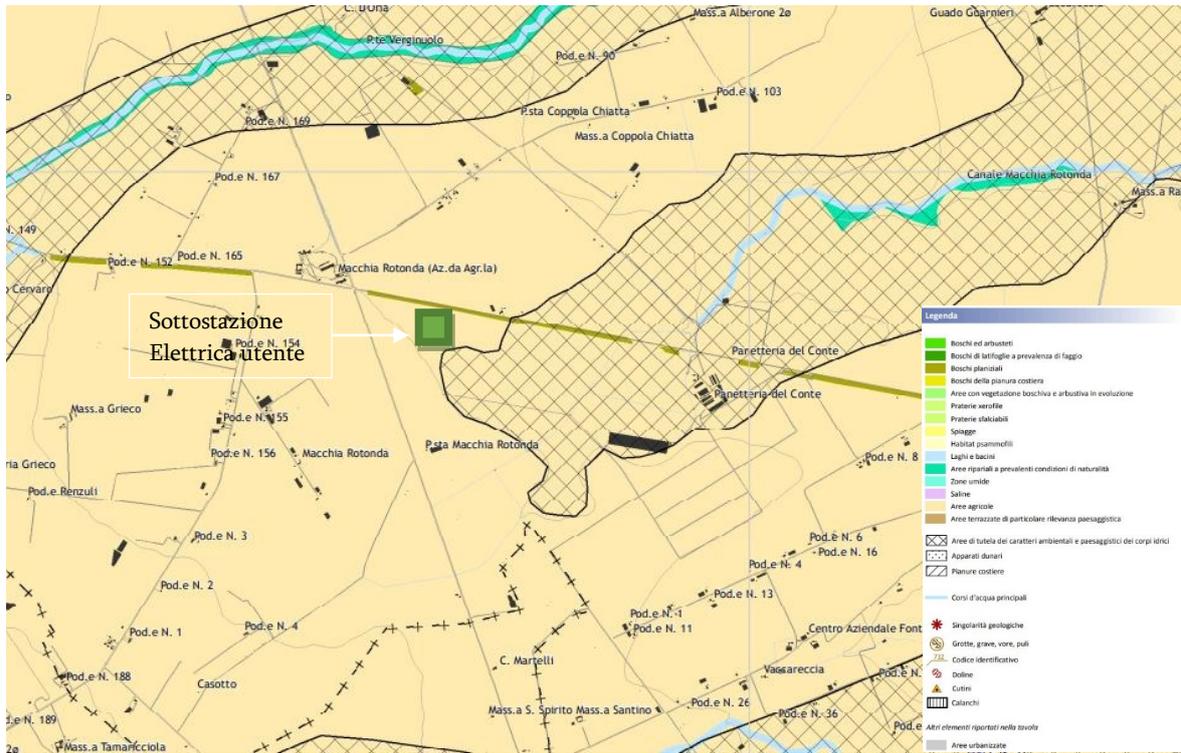
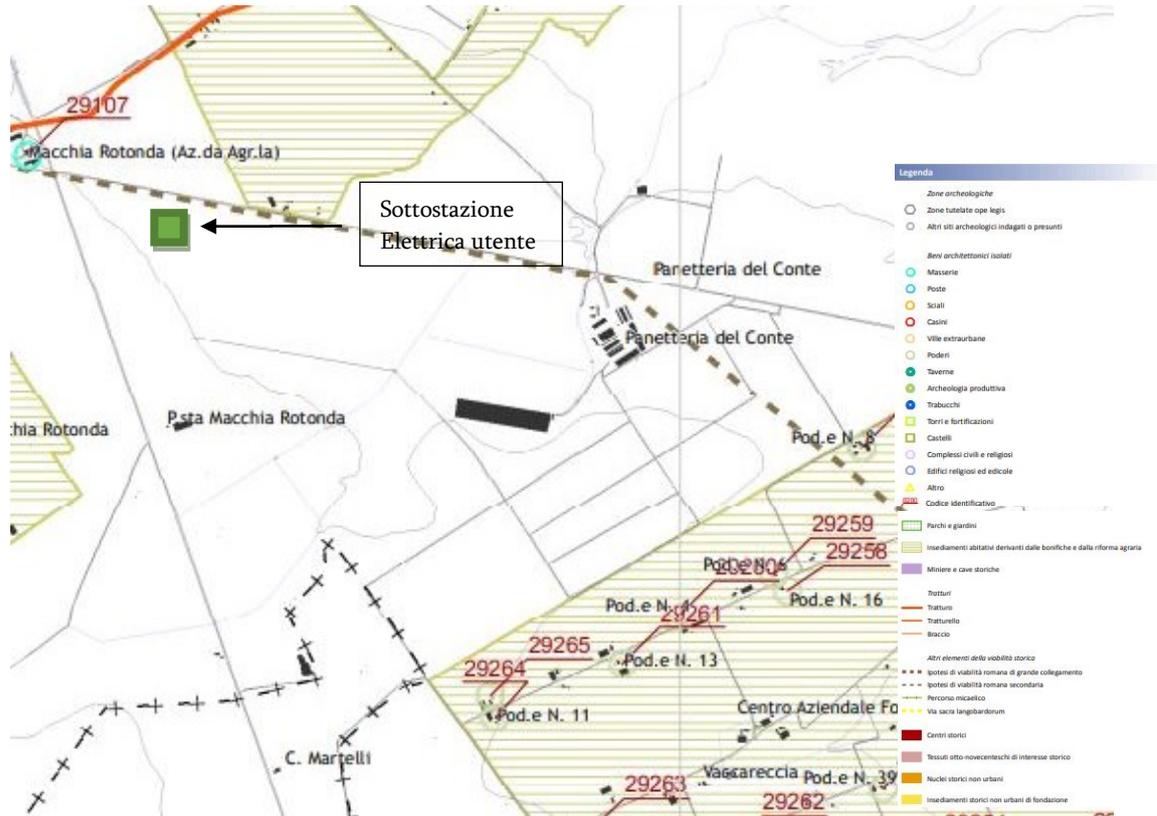


Figura 11 - Struttura Ecosistemica - Ambientale (Sottostazione)



Figura 12 - Struttura antropica e storico-culturale



Il PPTR al Capo IV delle Norme Tecniche di Attuazione individua la “**Struttura Antropica e Storico – Culturale**” definendo all’Art. 74 “L’Individuazione delle componenti culturali e insediative”. Le componenti culturali e insediative individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti.

I beni paesaggistici sono costituiti da:

- Immobili e aree di notevole interesse pubblico;
- Zone gravate da usi civici;
- Zone di interesse archeologico.

Gli ulteriori contesti sono costituiti da:

- Città consolidata;
- Testimonianze di stratificazione insediativa;
- Area di rispetto delle componenti culturali e insediative;
- Paesaggi rurali.

Il sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale non è soggetto alla presenza di componenti culturali insediative, una parte del sito ricade all’interno della fascia di rispetto del *Regio Tratturo Foggia-Versentino*, appartenenti al sistema delle componenti culturali e insediative, in quest’area non verranno realizzati componenti dell’impianto fotovoltaico.

L’Articolo 81 “Misure di salvaguardia e di utilizzazione per le testimonianze della stratificazione insediativa” considera inammissibili tutti i piani, progetti e interventi in contrasto con gli obiettivi di qualità e le normative in uso, che comportano:

- Qualsiasi trasformazione che possa compromettere la conservazione dei siti interessati dalla presenza e /o la stratificazione dei beni storico culturali;
- Realizzazione di nuove costruzioni, impianti e, in genere, opere di qualsiasi specie, anche se di carattere provvisorio;
- Realizzazione e ampliamento di impianti per lo smaltimento e il recupero dei rifiuti e per la depurazione delle acque reflue;
- Realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato PPTR 4.4.1 – Linee guida per la progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile;
- Nuove attività estrattive e ampliamenti;
- Escavazioni ed estrazioni di materiali;
- Realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra, è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica, sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente, ovvero in attraverso trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile;
- Costruzione di strade che comportino rilevanti movimenti di terra o compromissione del paesaggio.

Gli stessi interventi non sono ammissibili anche per le aree di rispetto delle componenti culturali – insediative. Il progetto in esame non interessa aree individuate dalle perimetrazioni del PPTR infatti, la fascia di rispetto dei tratturi è interessata esclusivamente dalla posa del cavidotto interrato. Inoltre, le “Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energie rinnovabili” riportano le problematiche che la realizzazione di un impianto fotovoltaico in area agricola può generare come l’occupazione di suolo agricolo, la perdita di fertilità e il potenziale rischio di desertificazione.

Il progetto in esame ha considerato la problematica sopra esposta e individuato delle misure di mitigazione e compensazione così da evitare il verificarsi delle problematiche sopra esposte, che si riassumono di seguito:

- Per preservare la fertilità dei suoli, durante la preparazione del terreno di posa, si prevede di evitare lo scotico;
- L’inerbimento dell’area libera sotto i pannelli e le coltivazioni piantumate verranno gestite ove compatibile tramite la pratica del sovescio, pratica agronomica consistente nell’interramento di apposite colture allo scopo di mantenere o aumentare la fertilità del terreno;
- Le strutture a tracker saranno poste a una quota media di circa 1,50 metri da terra, in fase di riposo, la cui proiezione sul terreno è complessivamente pari a circa 21,9 ha.
- L’idea progettuale prevede di destinare la superficie non utilizzata per l’installazione di pannelli, quindi una superficie di circa 70 ha, come area di compensazione ambientale con la realizzazione di aree verdi.
- L’indice di consumo del suolo è stato contenuto nell’ordine del 26% calcolato sulla superficie utile di impianto. Le strutture saranno infatti posizionate in maniera da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono adeguatamente distanziati in modo da garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l’ombreggiamento. Tutto ciò considerato si ritiene, la realizzazione del progetto compatibile con le previsioni del piano.

La localizzazione dell'impianto è coerente con le indicazioni individuate dal PPTR in quanto questo tipo di impianto non supera la criticità dovuta alla sottrazione di suolo all'agricoltura, oltretutto il terreno in esame non ha caratteristiche di pregio agricolo e paesaggistico. L'accesso al sito avviene da strade preesistenti, quindi non sarà necessaria l'apertura di nuove; si è mantenuto un opportuno distanziamento dell'impianto da siti archeologici, edifici rurali, strade e aree faunistiche di pregio.

4.3.2 Conformità al Piano regionale per la Qualità dell'aria

Nell'intorno dell'area di progetto, la centralina della rete regionale della qualità dell'aria più vicina è quella di Foggia, che rileva una maggiore concentrazione di PM10, il biossido di azoto (NO2) e l'anidride solforosa (SO2).

Dalla Relazione sullo stato dell'ambiente 2011, redatto dall'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente (ARPA) della Puglia, emerge che, relativamente ai tre parametri sopra menzionati, la qualità dell'aria del territorio nel quale è collocata la centralina è buona in quanto:

- il valore medio annuo del 2011 della concentrazione dei PM10 è pari a 28 µg/m3, valore decisamente inferiore al valore limite annuale (40 µg/m3), definito dal D.Lgs. n.155/2010; il numero di superamenti della media giornaliera di 50 µg/m3 è di 25, inferiore a quello fissato dal medesimo decreto in 35, nonostante la posizione in ambito urbano della centralina risenta delle emissioni da traffico;
- il numero di superamenti del limite giornaliero di 35 mg/mc dei PM10 è pari a 24
- il valore medio annuo del 2011 della concentrazione di NO2 è pari a circa 11 µg/m3. Questo valore è decisamente inferiore al valore limite su base annuale (40 µg/m3) definito dal D. Lgs. 155/2010, mentre la soglia oraria di 200 µg/m3 non è stata mai superata;
- il valore medio annuo del 2011 della concentrazione di SO2 è molto inferiore al valore limite annuale per la protezione degli ecosistemi (pari a 20 µg/m3), definito dal D.M. 60/02.

Avendo a disposizione unicamente i valori medi annuali, non è possibile approfondire l'analisi effettuando i confronti con gli altri parametri statistici imposti dalla normativa, ed in particolare per l'SO2, i valori limite orario (350 µg/m3) e giornaliero (125 µg/m3), e per l'NO2 il valore limite orario (200 µg/m3).

Pertanto possiamo ritenere che l'area non presenta particolari criticità in termini di qualità dell'aria, poiché la produzione di energia elettrica prodotta dal fotovoltaico è per definizione pulita, ovvero priva di emissioni a qualsiasi titolo inquinanti.

La realizzazione dell'opera in oggetto non introduce alcuna modifica delle condizioni climatiche a livello territoriale. Mentre su scala globale, la produzione di energia tramite il fotovoltaico genera un contributo indiretto alla riduzione di emissione di gas con effetto serra, migliorando la qualità dell'aria globale e riducendo l'indice di desertificazione anche della stessa area di intervento.

L'area interessata dalla Sottostazione utente è adiacente ad aree vulnerabili da nitrati di origine agricola. Considerando comunque che le opere non prevedono alcun intervento nei confronti delle falde acquifere presenti per fini irrigui o industriali, è possibile affermare che l'intervento risulta conforme con le misure previste dal piano di Tutela delle Acque.



4.3.3 Protezione degli ulivi secolari (L.R. 6/05)

La normativa di riferimento è costituita dalla L.R. 14/07 “Tutela e valorizzazione del paesaggio degli ulivi monumentali della Puglia” al momento valida per le sole zone agricole (zone E). Sono dichiarati tali *“gli alberi di qualsiasi essenza spontanea o coltivata, anche in esemplari isolati, che, per le loro dimensioni, valore storico o paesaggistico valore estetico, caratteristiche di monumentalità in quanto elementi che partecipano alla costruzione della valenza paesistica, di interesse monumentale e sono da considerarsi elementi fondamentali del paesaggio”*.

All'interno dell'area dell'impianto non sono presenti alberi secolari e/o monumentali.

4.3.4 Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 “linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Puglia”

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

L'individuazione della non idoneità dell'area è il risultato della ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della

biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione.

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

- AREE NATURALI PROTETTE NAZIONALI
- AREE NATURALI PROTETTE REGIONALI
- ZONE UMIDE RAMSAR
- SITO D'IMPORTANZA COMUNITARIA - SIC
- ZONA PROTEZIONE SPECIALE - ZPS
- IMPORTANT BIRDS AREA - I.B.A.
- ALTRE AREE AI FINI DELLA CONSERVAZIONE DELLA BIODIVERSITÀ
- BENI CULTURALI + 100 m (parte II d. lgs. 42/2004) (vincolo 1089)
- IMMOBILI E AREE DICHIARATI DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO (art. 136 d. lgs 42/2004) (vincolo 1497)
- AREE TUTELATE PER LEGGE (art. 142 d.lgs.42/2004)
 - Territori costieri fino a 300 m;
 - Laghi e territori contermini fino a 300 m;
 - Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m;
 - Boschi + buffer di 100 m.
 - Zone archeologiche + buffer di 100 m
 - Tratturi + buffer di 30 m.
- AREE A PERICOLOSITA' IDRAULICA
- AREE A PERICOLOSITA' GEOMORFOLOGICA
- AREA EDIFICABILE URBANA + buffer di 1KM
- SEGNALAZIONI CARTA DEI BENI + BUFFER DI 100 m
- CONI VISUALI
- Grotte + buffer 100 m
- Lame e gravine
- VERSANTI
- Vincolo idrogeologico
- AREE AGRICOLE INTERESSATE DA PRODUZIONI AGRO-ALIMENTARI DI QUALITA' BIOLOGICO; D.O.P.; I.G.P.; S.T.G.; D.O.C.; D.O.C.G.

Il D.Lgs 42/2004, noto come Codice dei beni culturali e del paesaggio, individua i concetti di beni culturali e di beni paesaggistici per i quali viene definita una precisa linea di procedura da seguire per gli interventi che li interessano, seguendo le valutazioni e i pareri forniti dall'autorità ministeriale competente.

Il patrimonio culturale è costituito dai beni culturali e dai beni paesaggistici:

- per beni culturali si intendono beni immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico antropologico, archivistico e bibliografico e altri aventi valore di civiltà;
 - per beni paesaggistici si intendono gli immobili e le aree indicate dall'art. 134 del DLgs, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio.
- Nel caso in cui il progetto interessi direttamente o indirettamente un bene culturale o paesaggistico, va coinvolta l'autorità competente per l'espressione del proprio parere.

La realizzazione del progetto è coerente con le norme del PPTR e con il Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24

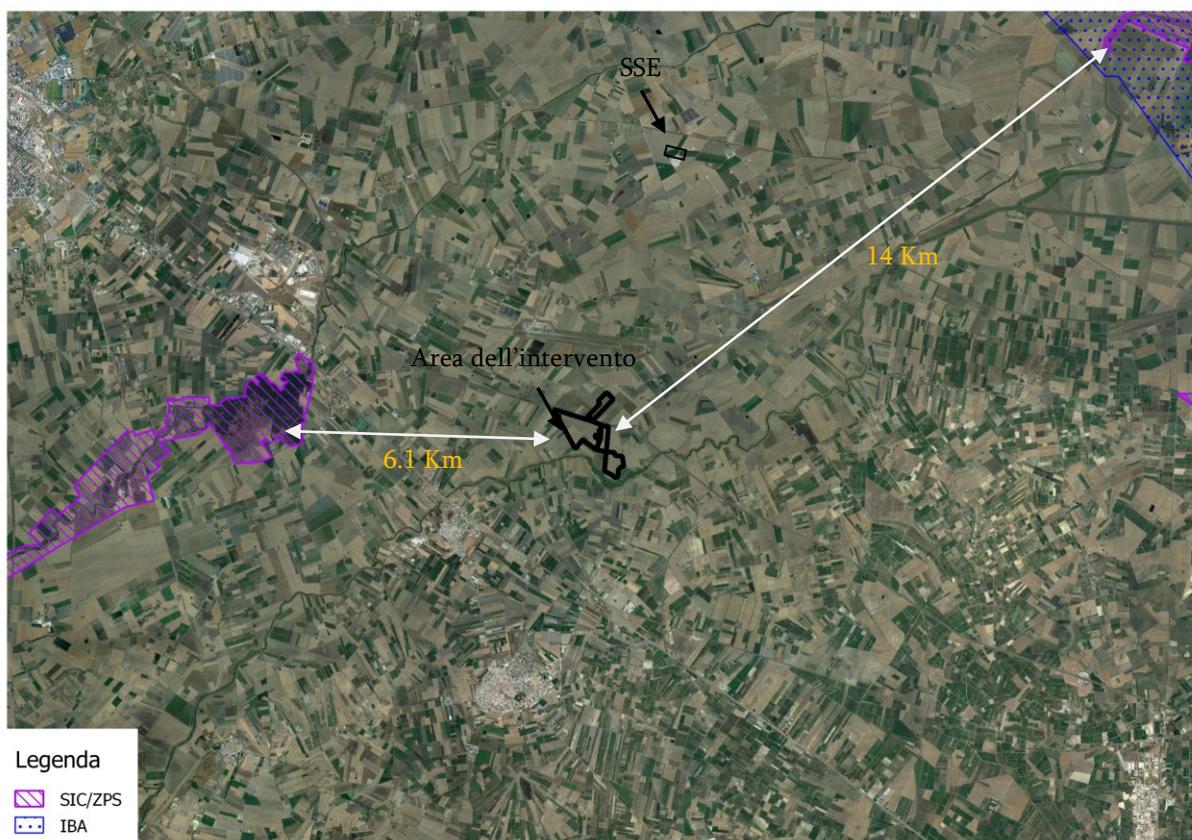


Figura 13 - individuazione SIC e ZPS



Figura 14 - Aree Tutate per legge D.Lgs 42_2004 art.142 (impianto)



Figura 15 - Aree Tutate per legge D.Lgs 42_2004 art.142 (Sottostazione)

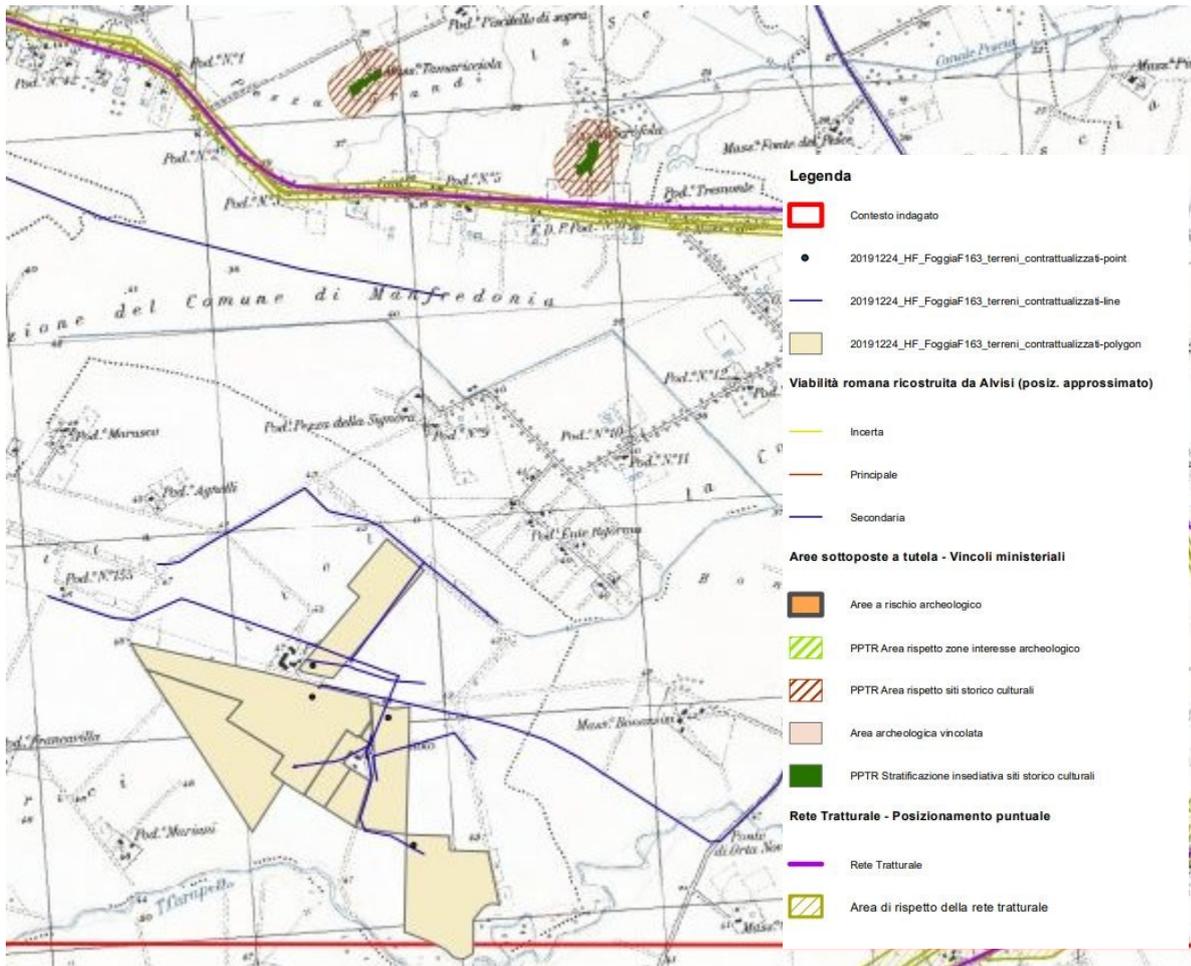


Figura 16 - Aree Rischio Archeologico (Impianto)

4.3.5 Piano di bacino stralcio Assetto Idrogeologico

Il PAI ha come obiettivo l'individuazione delle aree a rischio geomorfologico e a rischio inondazione all'interno del territorio di competenza dell'Autorità di Bacino.

Il piano redatto dalla Regione Puglia riporta le seguenti finalità:

- Sistemazione, conservazione e recupero del suolo nei bacini idrografici, con interventi idrogeologici, idraulici, idraulico-forestali, idraulico -agrari compatibili con criteri di recupero naturalistico;
- Difesa ed consolidamento dei versanti e delle aree instabili, nonché la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi e gli altri fenomeni di dissesto,
- Riordino del vincolo idrogeologico;
- Difesa, sistemazione e regolazione dei corsi d'acqua;
- Svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena e di pronto intervento idraulico, nonché della gestione degli impianti.

L'Autorità di Bacino della Puglia (AdB) in data 30/11/2005 ha approvato in via definitiva il Piano di Bacino della Puglia, stralcio "Assetto Idrogeologico" (PAI), come strumento di Pianificazione Territoriale.

Art. 6 - Alveo fluviale in modellamento attivo ed aree golenali

1. Al fine della salvaguardia dei corsi d'acqua, della limitazione del rischio idraulico e per consentire il libero deflusso delle acque, il PAI individua il reticolo idrografico in tutto il territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Puglia, nonché l'insieme degli alvei fluviali in modellamento attivo e le aree golenali, ove vige il divieto assoluto di edificabilità.

2. Nelle aree di cui al comma 1 è consentita la realizzazione di opere di regimazione idraulica;

3. In tali aree può essere consentito lo svolgimento di attività che non comportino alterazioni morfologiche o funzionali ed un apprezzabile pericolo per l'ambiente e le persone. All'interno delle aree in oggetto non può comunque essere consentito:

a) l'impianto di colture agricole, ad esclusione del prato permanente;

b) il taglio o la piantagione di alberi o cespugli se non autorizzati dall'autorità idraulica competente, ai sensi della Legge 112/1998 e s.m.i.;

c) lo svolgimento delle attività di campeggio;

d) il transito e la sosta di veicoli se non per lo svolgimento delle attività di controllo e di manutenzione del reticolo idrografico o se non specificatamente autorizzate dall'autorità idraulica competente;

e) lo svolgimento di operazioni di smaltimento e recupero di cui agli allegati b) e c) del Dlgs 22/97 nonché il deposito temporaneo di rifiuti di cui all'art.6, comma 1, lett. m) del medesimo Dlgs 22/97.

4. All'interno delle aree e nelle porzioni di terreno di cui al precedente comma 1, possono essere consentiti l'ampliamento e la ristrutturazione delle infrastrutture 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 pubbliche e 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.

Quando il reticolo idrografico e l'alveo in modellamento attivo e le aree golenali non sono arealmente individuate nella cartografia e le condizioni morfologiche non ne consentano la loro individuazione, le norme si applicano alla porzione di terreno a distanza planimetrica, sia in destra che in sinistra, dall'asse del corso d'acqua, non inferiore a 75 m.

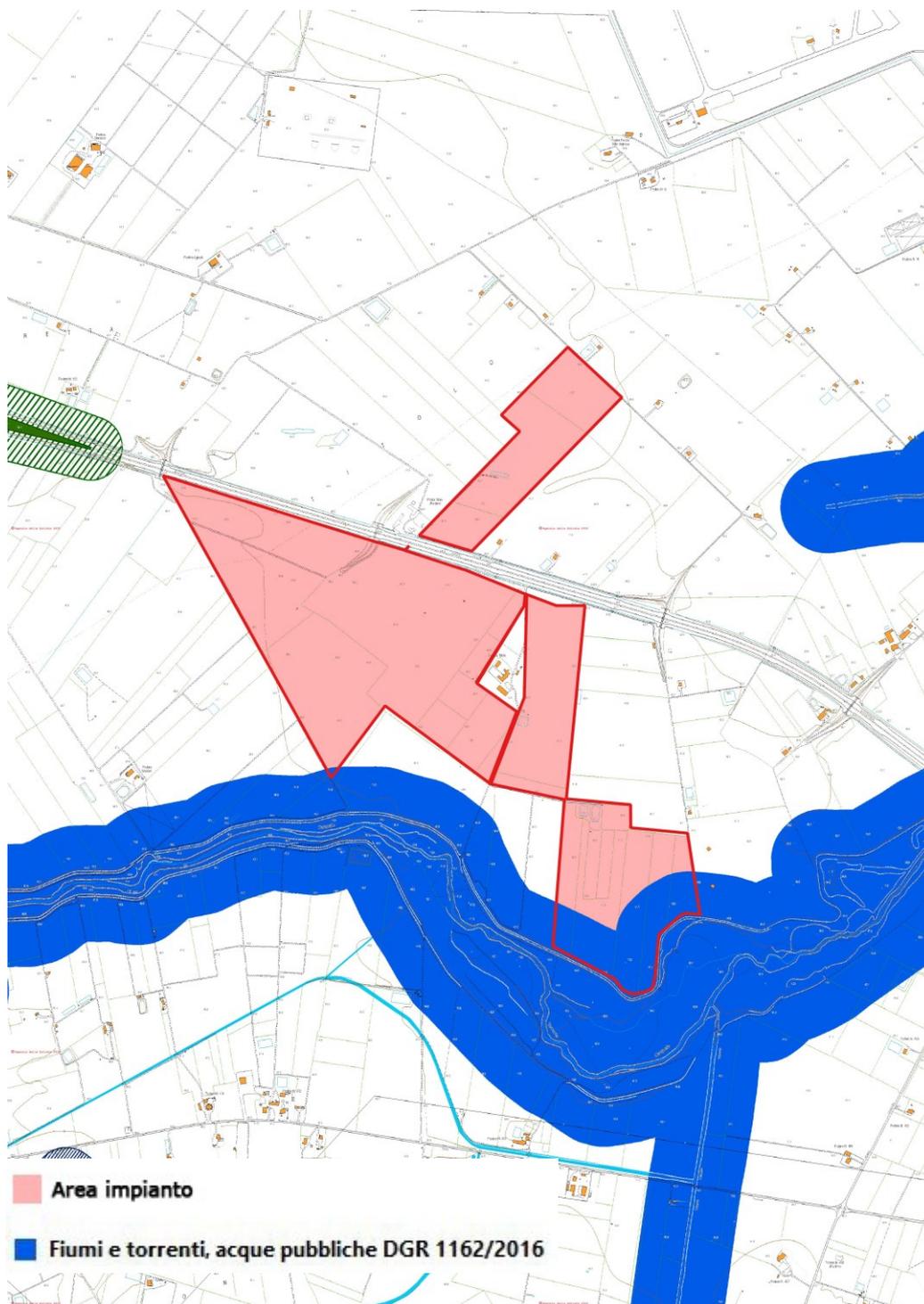


Figura 17 – individuazione fiumi e torrenti

Art. 7 - Interventi consentiti nelle aree ad alta pericolosità idraulica (A.P.) – N.T.A.

1. Nelle aree ad alta probabilità di inondazione, oltre agli interventi di cui ai precedenti artt. 5 e 6 e con le modalità ivi previste, sono esclusivamente consentiti:

- a) interventi di sistemazione idraulica approvati dall'autorità idraulica competente, previo parere favorevole dell'Autorità di Bacino sulla compatibilità degli interventi stessi con il PAI;
- b) interventi di adeguamento e ristrutturazione della viabilità e della rete dei servizi pubblici e privati esistenti, purché siano realizzati in condizioni di sicurezza idraulica in relazione alla natura dell'intervento e al contesto territoriale;
- c) interventi necessari per la manutenzione di opere pubbliche o di interesse pubblico;
- d) 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;
- e) interventi sugli edifici esistenti, finalizzati a ridurre la vulnerabilità e a migliorare la tutela della pubblica incolumità;
- f) interventi di demolizione senza ricostruzione, interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria, di restauro e di risanamento conservativo, così come definiti alle lettere a), b) e c) dell'art. 3 del D.P.R. n.380/2001 e s.m.i., a condizione che non concorrano ad incrementare il carico urbanistico;
- g) adeguamenti necessari alla messa a norma delle strutture, degli edifici e degli impianti relativamente a quanto previsto in materia igienico - sanitaria, sismica, di sicurezza ed igiene sul lavoro, di superamento delle barriere architettoniche nonché gli interventi di riparazione di edifici danneggiati da eventi bellici e sismici;
- h) ampliamenti volumetrici degli edifici esistenti esclusivamente finalizzati alla realizzazione di servizi igienici o ad adeguamenti igienico-sanitari, volumi tecnici, autorimesse pertinenziali, rialzamento del sottotetto al fine di renderlo abitabile o funzionale per gli edifici produttivi senza che si costituiscano nuove unità immobiliari, nonché manufatti che non siano qualificabili quali volumi edilizi, a condizione che non aumentino il livello di pericolosità nelle aree adiacenti;
- i) realizzazione, a condizione che non aumentino il livello di pericolosità, di recinzioni, pertinenze, manufatti precari, interventi di sistemazione ambientale senza la creazione di volumetrie e/o superfici impermeabili, annessi agricoli purché indispensabili alla conduzione del fondo e con destinazione agricola vincolata; 2. Per tutti gli interventi di cui al comma 1 l'AdB richiede, in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica che ne analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte e a valle dell'area interessata. Detto studio è sempre richiesto per gli interventi di cui ai punti a), b), d), e), h) e i).

Art. 8 - Interventi consentiti nelle aree a media pericolosità idraulica (M.P.) – N.T.A.

1. Nelle aree a media probabilità di inondazione oltre agli interventi di cui ai precedenti artt. 5 e 6 e con le modalità ivi previste, sono esclusivamente consentiti:

- a) interventi di sistemazione idraulica approvati dall'autorità idraulica competente, previo parere favorevole dell'Autorità di Bacino sulla compatibilità degli interventi stessi con il PAI;
- b) interventi di adeguamento e ristrutturazione della viabilità e della rete dei servizi pubblici e privati esistenti, purché siano realizzati in condizioni di sicurezza idraulica in relazione alla natura dell'intervento e al contesto territoriale;
- c) interventi necessari per la manutenzione di opere pubbliche o di interesse pubblico;
- d) 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;
- e) interventi sugli edifici esistenti, finalizzati a ridurre la vulnerabilità e a migliorare la tutela della pubblica incolumità;
- f) interventi di demolizione senza ricostruzione, interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria, di restauro e di risanamento conservativo, così come definiti alle lettere a), b) e c) dell'art. 3 del D.P.R. n.380/2001 e s.m.i.;
- g) adeguamenti necessari alla messa a norma delle strutture, degli edifici e degli impianti relativamente a quanto previsto in materia igienico - sanitaria, sismica, di sicurezza ed igiene sul lavoro, di superamento delle barriere architettoniche nonché gli interventi di riparazione di edifici danneggiati da eventi bellici e sismici;
- h) ampliamenti volumetrici degli edifici esistenti esclusivamente finalizzati alla realizzazione di servizi igienici o ad adeguamenti igienico-sanitari, volumi tecnici, autorimesse pertinenziali, rialzamento del sottotetto al fine di renderlo abitabile o funzionale per gli edifici produttivi senza che si costituiscano nuove unità immobiliari, nonché manufatti che non siano qualificabili quali volumi edilizi, a condizione che non aumentino il livello di pericolosità nelle aree adiacenti;
- i) realizzazione, a condizione che non aumentino il livello di pericolosità, di recinzioni, pertinenze, manufatti precari, interventi di sistemazione ambientale senza la creazione di volumetrie e/o superfici impermeabili, annessi agricoli purché indispensabili alla conduzione del fondo e con destinazione agricola vincolata;
- j) interventi di ristrutturazione edilizia, così come definiti alla lett. d) dell'art. 3 del D.P.R. n.380/2001 e s.m.i., a condizione che non aumentino il livello di pericolosità nelle aree adiacenti;
- k) ulteriori tipologie di intervento a condizione che venga garantita la preventiva o contestuale realizzazione delle opere di messa in sicurezza idraulica per eventi con tempo di ritorno di 200 anni, previo parere favorevole dell'autorità idraulica competente e dell'Autorità di Bacino sulla coerenza degli interventi di messa in sicurezza anche per ciò che concerne le aree adiacenti e comunque secondo quanto previsto agli artt. 5, 24, 25 e 26 in materia di aggiornamento dal PAI. In caso di contestualità, nei provvedimenti autorizzativi ovvero in atti unilaterali d'obbligo, ovvero in appositi accordi laddove le Amministrazioni competenti lo ritengano necessario, dovranno essere indicate le**

prescrizioni necessarie (procedure di adempimento, tempi, modalità, ecc.) nonché le condizioni che possano pregiudicare l'abitabilità o l'agibilità. Nelle more del completamento delle opere di mitigazione, dovrà essere comunque garantito il non aggravio della pericolosità in altre aree.

2. Per tutti gli interventi di cui al comma 1 l'AdB richiede, in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica che ne analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte e a valle dell'area interessata. Detto studio è sempre richiesto per gli interventi di cui ai punti a), b), d), e), h), i), j) e k).

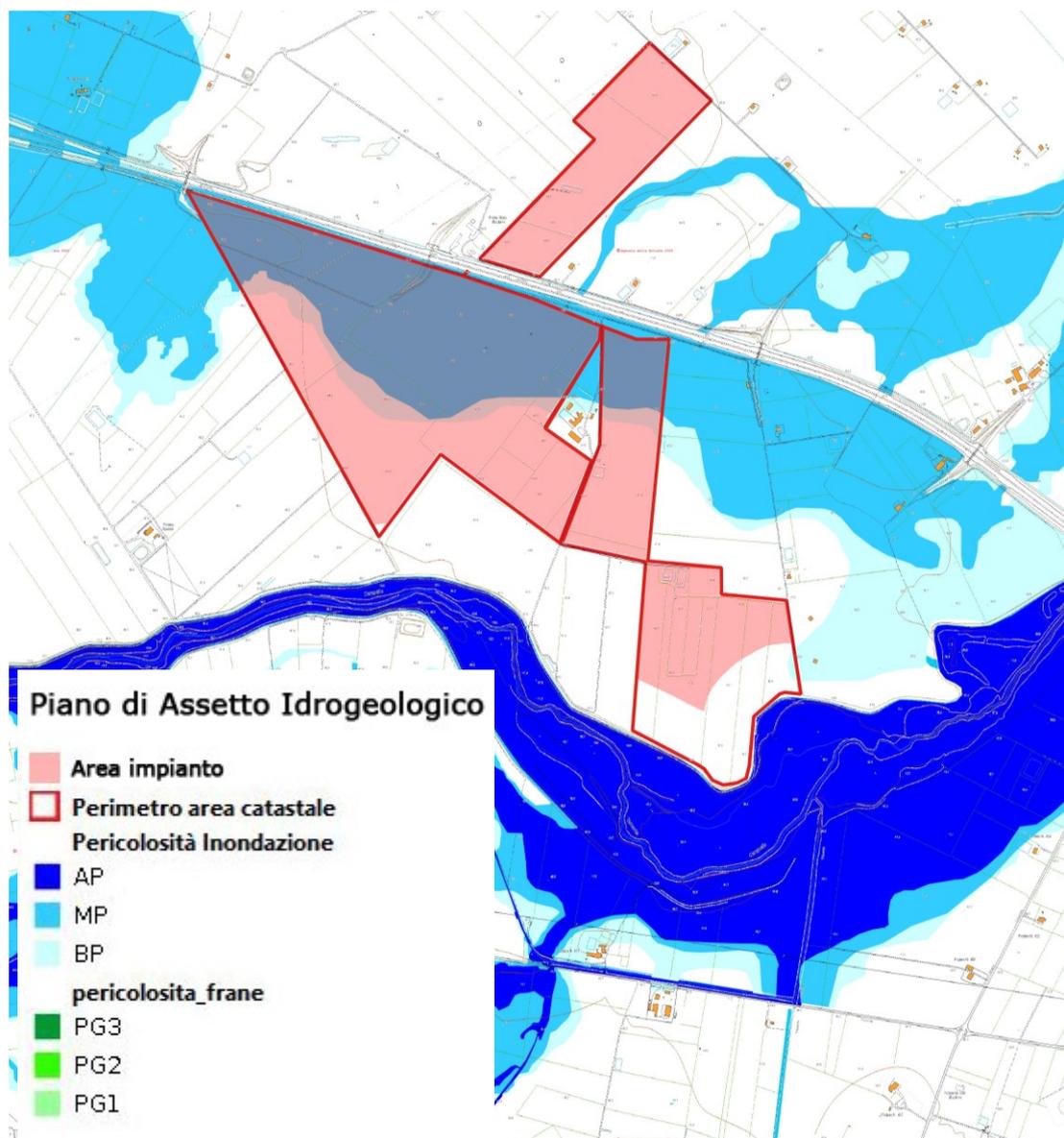


Figura 18 - Mappa della pericolosità idraulica

In relazione alla tipologia di intervento previsto, e in funzione dell'analisi effettuata, il progetto in esame:

- non risulta in contrasto con la disciplina in materia di rischio idraulico e geomorfologico di PAI, in quanto le aree di impianto risultano esterne alla perimetrazione di aree a *pericolosità idraulica alta*, dove saranno presenti solo dei cavidotti, rispettando la profondità di posa consigliata di 1,80 m.;
- non risulta in contrasto con la disciplina in materia di rischio idrogeologico in quanto l'intervento è tale da non determinare condizioni di instabilità e da non modificare negativamente le condizioni ed i processi geomorfologici nell'area;
- con riferimento all'art. 8 comma k sarà garantita la preventiva o contestuale realizzazione delle opere di messa in sicurezza idraulica e di tutti gli accorgimenti per garantire il non aggravio della pericolosità in altre aree.

*Maggiori approfondimenti sono riportati nella **Relazione Idrologica – Idraulica** e nella **Relazione Idrologica**.*

I terreni direttamente coinvolti dall'impianto fotovoltaico e parte dei cavidotti sono riferibili al **Sintema dei Torrenti Carapelle e Candelaro (RPL)** costituito da Depositi Alluvionali ghiaioso –sabbioso – limosi, terrazzati e sopraelevati rispetto all'alveo attuale del Torrente Carapelle. Il limite inferiore del sintema è costituito da una superficie inconforme di tipo erosivo e di carattere regionale locale sul sintema di Cerignola (RGL).

Tale sintema è suddiviso in tre sub sintemi noti con i nomi di:

- Subsintema dell'Incoronata (RPL1);
- Subsintema di Masseria Torricelli (RPL2);
- Subsintema delle Marane La Pidocchiosa - Castello (RPL3)

In base alle caratteristiche geolitologiche riscontrate durante il rilevamento di campagna, i terreni interessati da tali opere progettuali appartengono al Subsintema dell'Incoronata e al Subsintema delle Marane La Pidocchiosa – Castello.

I depositi alluvionali del Subsintema dell'Incoronata sono costituiti da depositi sabbiosi con intercalazioni di livelli argilloso-limosi e ghiaiosi, questi ultimi disposti principalmente alla base della successione alluvionale. Il limite inferiore è rappresentato da una superficie di erosione sulle sottostanti sabbie di Torre Quarto (STQ), mentre il limite superiore coincide con i depositi alluvionali riferiti al subsintema delle Marane La Pidocchiosa - Castello (RPL3). I depositi appartenenti al subsintema dell'Incoronata sono sopraelevati di pochi metri rispetto all'alveo attuale ed hanno uno spessore che può raggiungere i 5- 10 metri circa.

Il Subsintema delle Marane La Pidocchiosa – Castello, è costituito da depositi ghiaioso-sabbioso-limosi, localmente a stratificazione incrociata concava e obliqua. Queste alluvioni sono legate all'attività di una serie di corsi d'acqua affluenti di destra del Torrente Carapelle (il principale è la Marana La Pidocchiosa) e della Marana Castello con il suo affluente Fosso La Pila, che, attraverso opere di canalizzazione, sbocca a mare tra la foce del Fiume Ofanto e quella del Torrente Carapelle, dopo aver attraversato la depressione oggi occupata dalle saline di Margherita di Savoia. Il limite inferiore del deposito è una superficie di tipo inconforme sul sintema di Cerignola (RGL) e sui depositi alluvionali più antichi (RPL1 e RPL2) mentre il limite superiore

coincide con la superficie topografica. Lo spessore massimo dell'unità, desunto da dati di perforazione è di circa 25-30 metri.

I rapporti stratigrafici schematici sono quelli riportati nella Fig. 1

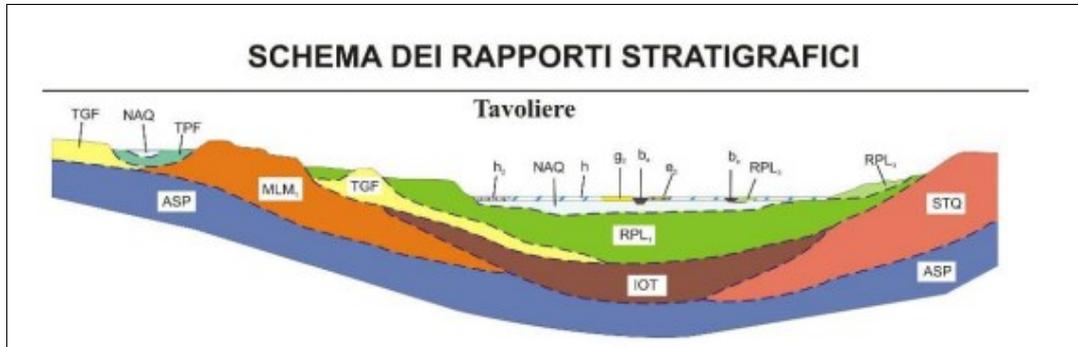


Figura 19 - Schema dei Rapporti Stratigrafici

Con riferimento all'esecuzione di un sondaggio si è provveduto, invece, alla realizzazione di una prova penetrometrica super pesante, per la caratterizzazione geolitologica e geotecnica dei terreni in corrispondenza della sottostazione, accorpando in intervalli "geotecnicamente" confrontabili i risultati specifici degli avanzamenti dei 20 cm lungo la verticale stratigrafica. La prova è stata spinta fino alla profondità di 13,0 m dal p.c. e non è stata rilevata falda.

Nelle tabelle seguenti vengono illustrate le analisi compiute e sintetizzato il modello geotecnico di riferimento per il sito di indagine.

MODELLO GEOTECNICO SPT N° 1

Profondità prova:

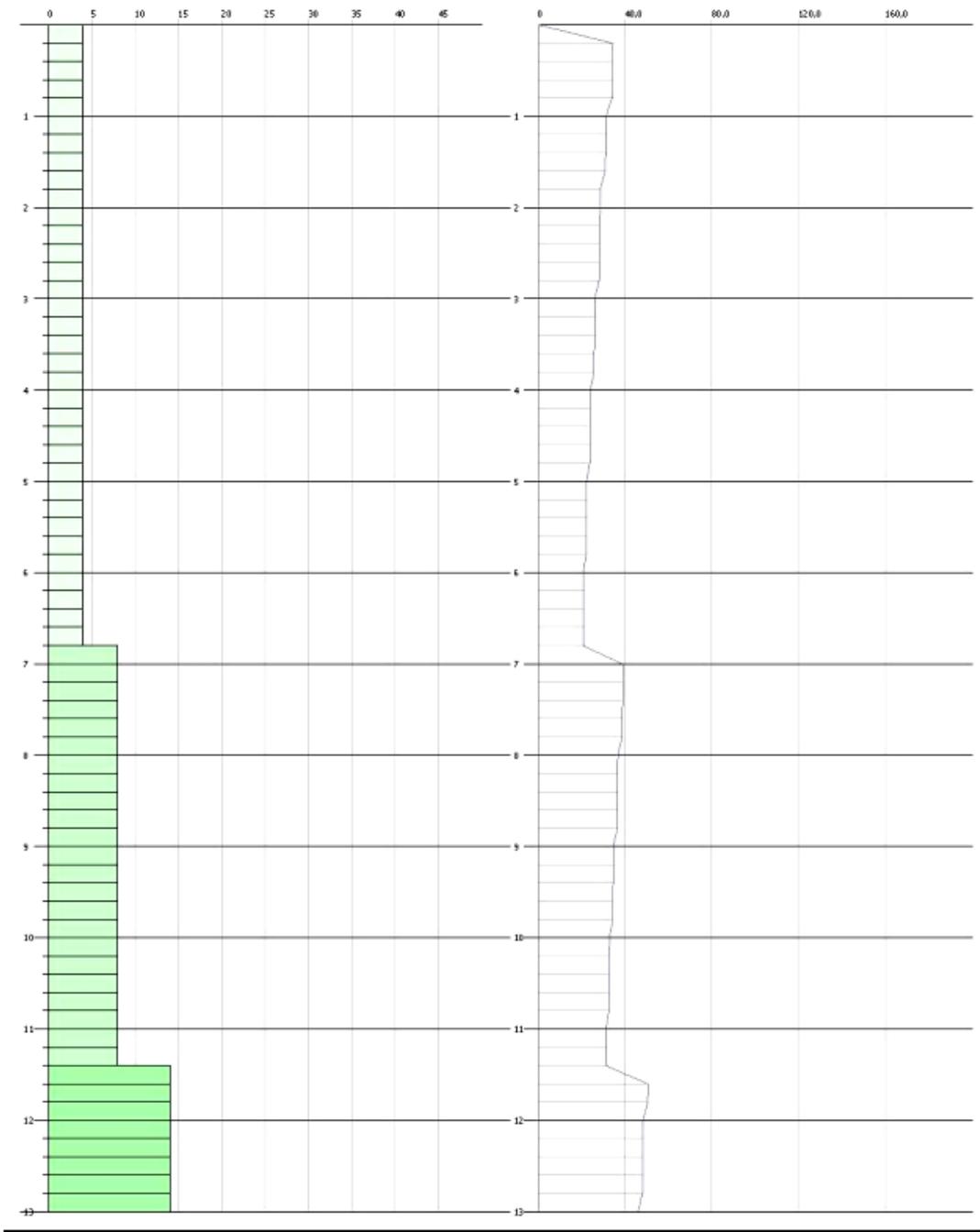
13 mt

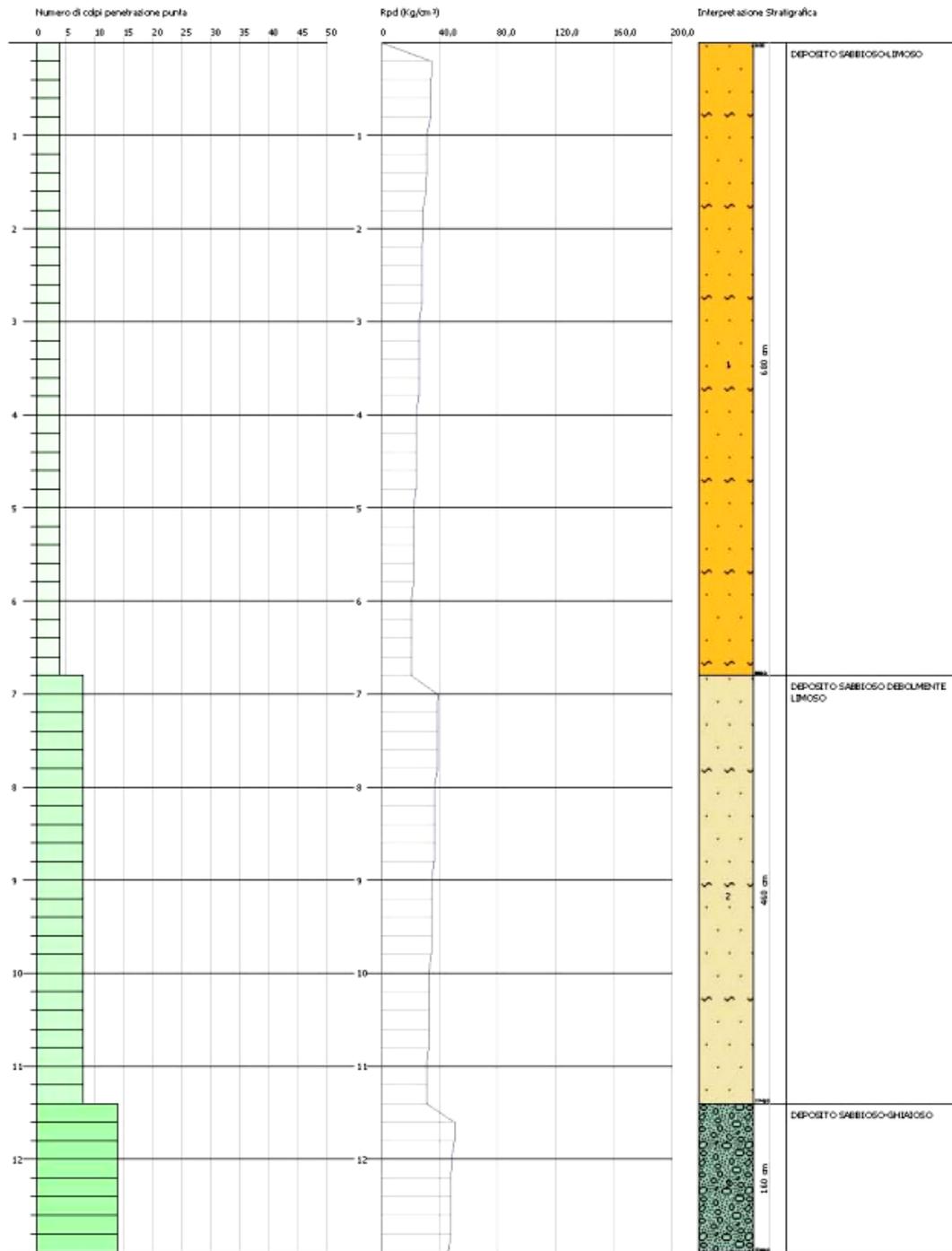
Falda:

NON RILEVATA

Profondità (m)	Nr. Colpi	Calcolo coeff. riduzione sonda Chi	Res. dinamica ridotta (Kg/cm ²)	Res. dinamica (Kg/cm ²)	Pres. ammissibile con riduzione Herminier - Olandesi (Kg/cm ²)	Pres. ammissibile Herminier - Olandesi (Kg/cm ²)
0,20	2	0,855	17,28	20,22	0,86	1,01
0,40	7	0,851	60,19	70,75	3,01	3,54
0,60	14	0,797	112,78	141,51	5,64	7,08
0,80	13	0,793	104,24	131,40	5,21	6,57
1,00	12	0,840	93,94	111,87	4,70	5,59
1,20	10	0,836	77,96	93,22	3,90	4,66
1,40	8	0,833	62,11	74,58	3,11	3,73
1,60	5	0,830	38,67	46,61	1,93	2,33
1,80	5	0,826	38,52	46,61	1,93	2,33
2,00	7	0,823	49,85	60,55	2,49	3,03
2,20	6	0,820	42,57	51,90	2,13	2,60
2,40	5	0,817	35,34	43,25	1,77	2,16
2,60	4	0,814	28,17	34,60	1,41	1,73
2,80	4	0,811	28,08	34,60	1,40	1,73
3,00	4	0,809	26,10	32,28	1,31	1,61
3,20	4	0,806	26,01	32,28	1,30	1,61
3,40	4	0,803	25,93	32,28	1,30	1,61
3,60	5	0,801	32,31	40,34	1,62	2,02
3,80	4	0,798	25,77	32,28	1,29	1,61
4,00	5	0,796	30,09	37,80	1,50	1,89
4,20	5	0,794	30,00	37,80	1,50	1,89
4,40	5	0,791	29,92	37,80	1,50	1,89
4,60	4	0,789	23,87	30,24	1,19	1,51
4,80	4	0,787	23,80	30,24	1,19	1,51
5,00	4	0,785	22,33	28,45	1,12	1,42
5,20	4	0,783	22,28	28,45	1,11	1,42
5,40	4	0,781	22,22	28,45	1,11	1,42
5,60	5	0,779	27,71	35,56	1,39	1,78
5,80	5	0,777	27,64	35,56	1,38	1,78
6,00	5	0,775	26,03	33,57	1,30	1,68
6,20	4	0,774	20,78	26,86	1,04	1,34
6,40	5	0,772	25,92	33,57	1,30	1,68
6,60	6	0,770	31,04	40,29	1,55	2,01
6,80	6	0,769	30,97	40,29	1,55	2,01
7,00	8	0,767	39,03	50,87	1,95	2,54
7,20	8	0,766	38,95	50,87	1,95	2,54
7,40	8	0,764	38,87	50,87	1,94	2,54
7,60	8	0,763	38,80	50,87	1,94	2,54
7,80	8	0,761	38,73	50,87	1,94	2,54
8,00	8	0,760	36,71	48,31	1,84	2,42
8,20	8	0,759	36,65	48,31	1,83	2,42
8,40	9	0,757	41,16	54,35	2,06	2,72
8,60	9	0,756	41,09	54,35	2,05	2,72
8,80	9	0,755	41,02	54,35	2,05	2,72

Profondità (m)	Nr. Colpi	Calcolo coeff. riduzione sonda Chi	Res. dinamica ridotta (Kg/cm ²)	Res. dinamica (Kg/cm ²)	Pres. ammissibile con riduzione Herminier - Olandesi (Kg/cm ²)	Pres. ammissibile Herminier - Olandesi (Kg/cm ²)
9,00	10	0,753	43,32	57,49	2,17	2,87
9,20	8	0,752	34,60	46,00	1,73	2,30
9,40	8	0,751	34,55	46,00	1,73	2,30
9,60	8	0,750	34,49	46,00	1,72	2,30
9,80	8	0,749	34,44	46,00	1,72	2,30
10,00	8	0,748	32,82	43,89	1,64	2,19
10,20	8	0,747	32,77	43,89	1,64	2,19
10,40	8	0,746	32,72	43,89	1,64	2,19
10,60	10	0,744	40,84	54,87	2,04	2,74
10,80	10	0,743	40,79	54,87	2,04	2,74
11,00	10	0,742	38,95	52,47	1,95	2,62
11,20	11	0,741	42,78	57,71	2,14	2,89
11,40	11	0,740	42,72	57,71	2,14	2,89
11,60	14	0,689	50,63	73,45	2,53	3,67
11,80	16	0,688	57,77	83,95	2,89	4,20
12,00	15	0,687	51,82	75,40	2,59	3,77
12,20	14	0,686	48,29	70,38	2,41	3,52
12,40	15	0,685	51,66	75,40	2,58	3,77
12,60	14	0,684	48,15	70,38	2,41	3,52
12,80	15	0,683	51,51	75,40	2,58	3,77
13,00	14	0,682	46,07	67,55	2,30	3,38





4.3.6 Modelli idrologici per la valutazione delle portate e dei volumi di piena

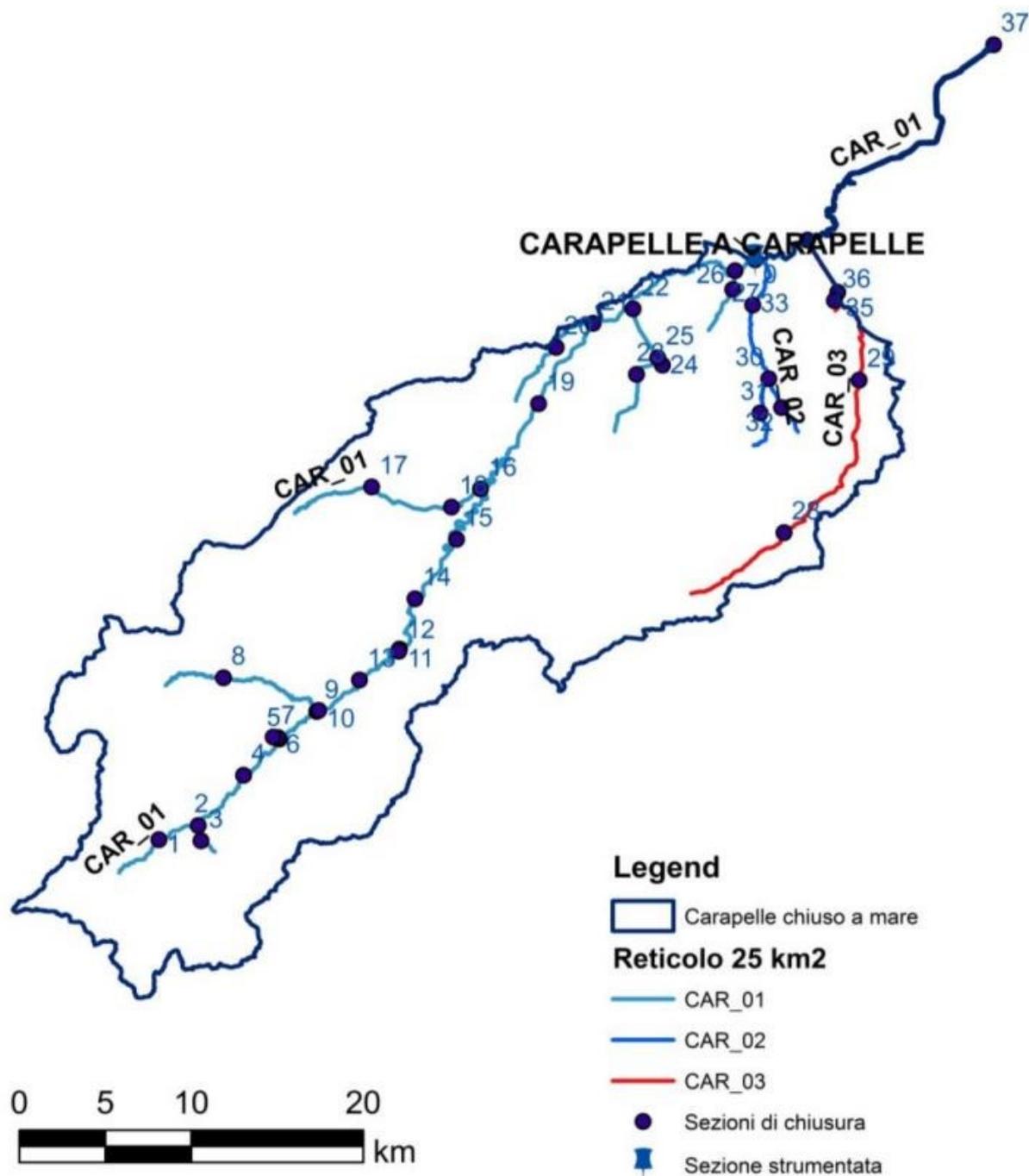


Figura 20 - Inquadramento dell'unità fisiografica del torrente Carapelle – bacino e reticolo idrografico

La valutazione idrologica per i bacini ricadenti nell'unità fisiografica del torrente Carapelle, come da figura, è condotta attraverso l'applicazione della procedura regionale di elaborazione statistico-probabilistica di dati spaziali, reperibile nello studio 'Analisi regionale dei massimi annuali delle portate al colmo di piena' messo a punto dal Gruppo Nazionale per la Difesa dalle Catastrofi Idrogeologiche (GNDCI) del CNR. Tale metodologia, in conformità ai dettami del D.P.C.M. 29/09/1998, si avvale, per la stima delle curve di possibilità

pluviometrica, della distribuzione TCEV (Two Components Extreme Value) con regionalizzazione di tipo gerarchico in considerazione del buon adattamento riscontrato nell'applicazione del modello probabilistico e fisicamente basato, in parola, all'interpretazione del comportamento dei massimi annuali delle portate al colmo di piena nei bacini idrografici della Puglia settentrionale.

Le valutazioni idrologiche hanno lo scopo di pervenire alla stima delle portate generate da un bacino idrografico in seguito al verificarsi di eventi precipitativi straordinari con prefissato tempo di ritorno. Nello specifico, l'Autorità di Bacino della Puglia ha individuato i tempi di ritorno di 30, 200 e 500 anni, per la definizione degli scenari rispettivamente di alta, media e bassa pericolosità, così come definito dalla Direttiva 2007/60/CE e dal decreto di recepimento D.Lgs. 49/2010, assumendo, altresì, come riferimento per la condizione di sicurezza idraulica lo scenario con tempo di ritorno di 200 anni. Lo studio idrologico si compone, in generale, delle seguenti fasi:

- analisi pluviometrica per la definizione dell'altezza totale di precipitazione;
- definizione della precipitazione netta, ovvero la componente di precipitazione che partecipa al deflusso, pari alla precipitazione totale depurata da quella che risulta persa in conseguenza a perdite idrologiche (immagazzinamento superficiale, intercettazione della vegetazione, evaporazione, infiltrazione);
- trasformazione afflussi-deflussi per il calcolo delle caratteristiche della piena.

il territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Puglia è suddiviso in 6 aree pluviometriche omogenee nei confronti dei parametri dei modelli matematici adottati, per ognuna delle quali è possibile calcolare la curva di possibilità pluviometrica. Nello specifico i bacini del torrente Carapelle ricadono nella zone omogenee 2, 3 e 4 (figura 4.2), per le quali valgono le seguenti equazioni:

Zona 2: $x(t) = 22.23 t^{0.247}$

Zona 3: $x(t,h) = 25.325 t^{(0.696 - 0.000531h) / 3} \cdot 178.3$

Zona 4: $x(t) = 24.7 t^{0.256}$

Con h pari alla quota media del topoioto di riferimento e t pari al tempo di ritardo del bacino, funzione dell'area (km²):

$$t = 0.344 A^{0.5}$$

Dal rapporto tra l'altezza di pioggia x e il tempo di ritardo t del bacino, si è ricavata l'intensità di precipitazione i e quindi, con la seguente equazione, la piena indice

$$Q = \frac{iAC^* K_{A,d}}{3.6}$$

dove C* è il coefficiente probabilistico di piena, funzione della permeabilità del bacino e K_{A,d} fattore di riduzione areale (funzione dell'area e della durata):

$$K_{A,d} = 1 - (1 - e^{-2.1 \cdot 10^{-3} A}) \cdot (e^{-0.53 d^{0.25}})$$

Dal prodotto della piena indice per il coefficiente probabilistico di crescita KT, desumibile dai grafici del VAPI in funzione dell'area del bacino e del tempo di ritorno, sono state determinate le portate per i tre tempi di ritorno caratteristici. Si precisa che per la stima della portata nelle sezioni appartenenti all'asta principale è stato

assunto il C^* fornito dal VAPI (pari a 0.428), mentre per gli affluenti è stato adottato il C^* desunto dalla mappa litologica applicando la seguente equazione:

$$C^* = 0.09 + 0.471 \cdot (1 - (0.64 \cdot PE + MP))$$

con PE pari alla percentuale ad elevata permeabilità del bacino e MP percentuale mediamente permeabile. Tale equazione porta ad un valore di C^* pari a 0.24 per gli affluenti del Carapelle.



Interferenze con la falda

Con riferimento alle eventuali interferenze con la falda si sono presi come riferimento i pozzi presenti nell'area e consultabili sul sito dell'ISPRA.

Di tali pozzi si sono considerati quelli a nord del Torrente Carapelle e più prossimi all'area d'intervento.



Figura 21 - Pozzi ricadenti nell'area d'intervento - tratta da <http://sgi2.isprambiente.it/>

4.3.7 Piano di Tutela delle Acque

Con DGR 19/06/2007 n.883 la Regione Puglia ha provveduto ad adottare il Progetto di Piano di Tutela delle Acque (PTA), strumento tecnico e programmatico attraverso cui realizzare gli obiettivi di tutela quali-quantitativa del sistema idrico così come previsto dall'art. 121 del D.Lgs. 152/06.

Il Piano di Tutela delle acque si configura come uno strumento di base per la tutela e la corretta gestione della risorsa idrica. Dato lo stato di sovra sfruttamento dei corpi idrici sotterranei (ad uso dei comparti potabile, irriguo ed industriale) il piano ha previsto una serie di misure atte ad arrestare il degrado quali-quantitativo della falda, in particolare nelle aree di alta valenza idrogeologica ed in quelle sottoposte a stress per eccesso di prelievo. Con l'adozione del Progetto di Piano entravano in vigore le "prime misure di salvaguardia" relative ad aspetti per i quali appariva urgente e indispensabile anticipare l'applicazione delle misure di tutela che lo stesso strumento definitivo di pianificazione e programmazione regionale contiene.

Il piano prevede misure che comprendono da un lato azioni di vincolistica diretta su specifiche zone del territorio, dall'altro interventi sia di tipo strutturale (per il sistema idrico, fognario e depurativo), sia di tipo indiretto (quali ad esempio l'incentivazione di tecniche di gestione agricola, la sensibilizzazione al risparmio idrico, riduzione delle perdite nel settore potabile, irriguo ed industriale ecc).

Con DELIBERAZIONE DEL CONSIGLIO REGIONALE 23 maggio 2023, n. 154 "Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, art. 121 - Aggiornamento 2015-2021 del Piano di tutela delle acque (PTA): conclusione procedura di VAS con aggiornamento documenti di Piano alle osservazioni pervenute. Approvazione (deliberazione della Giunta regionale 7 novembre 2022, n. 1521)".

L'aggiornamento del PTA ha pienamente recepito i principi chiave, i vincoli e gli obiettivi di origine comunitaria e nazionale fin dalle fasi iniziali di elaborazione e su questi ha basato gli obiettivi generali e specifici assunti.

Il Piano si prefigge i seguenti obiettivi:

- Prevenzione dell'inquinamento dei corpi idrici;
- Risanamenti dei corpi idrici inquinati attraverso il miglioramento dello stato di qualità delle acque;
- Perseguimento di un uso sostenibile e durevole delle risorse idriche, con priorità per quelle potabili;
- Mantenimento della capacità naturale di autodepurazione dei corpi idrici, nonché la capacità di sostenere;
- Comunità animali e vegetali ampie e ben diversificate;
- Mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità;
- Impedire un ulteriore deterioramento, proteggere e migliorare lo stato degli ecosistemi acquatici, degli ecosistemi terrestri e delle zone umide.

La redazione del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia, pertanto, ha rappresentato un impegno estremamente complesso e delicato, dal momento che esso si proponeva di declinare, all'interno di una situazione già fortemente compromessa dal punto di vista ambientale e caratterizzata da carenze di lunga data, obiettivi estremamente ambiziosi e abbastanza innovativi nel contesto di azione regionale. Per questo la sua redazione è stata preceduta dalla redazione di una serie di altri strumenti, anche per porre fine ad una serie di situazioni di emergenza che costituivano pregiudizio per ogni intervento di tutela delle risorse idriche

(Piano degli interventi urgenti nel settore fognario depurativo). È tuttavia importante sottolineare che, indipendentemente dal difficile contesto in cui è maturata la sua redazione, il Piano di Tutela delle Acque è stato comunque inteso non già come semplice strumento vincolistico di settore, ma come strumento a sostegno di processi di trasformazione e di valorizzazione del territorio che sappiano coniugare esigenze di sviluppo con esigenze di tutela delle risorse idriche.

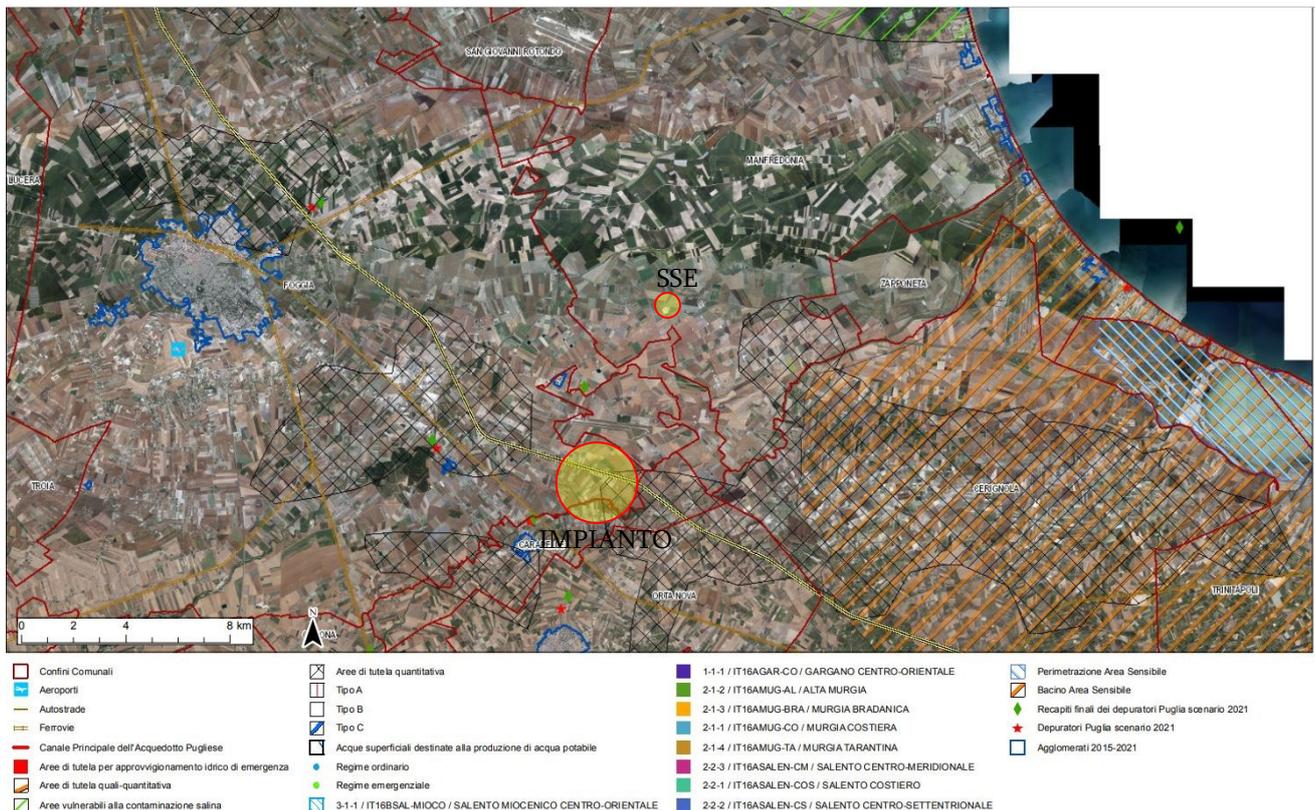


Figura 22 - Aggiornamento 2015-2021 del Piano di tutela delle acque (PTA)

Si può evidenziare che l'opera in progetto, non prevedendo la realizzazione di nuovi emungimenti né emungimenti dalla falda acquifera profonda esistente, né emissioni di sostanze chimico-fisiche che possano a qualsiasi titolo provocare danni alla copertura superficiale, alle acque superficiali, alle acque dolci profonde, risulta compatibile con le prescrizioni e le NTA del PTA della Regione Puglia. Pertanto, le opere in progetto risultano compatibili con il PTA della Regione Puglia. Di seguito si riporta la Proposta di Aggiornamento 2015-2021 del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia, adottata con DGR n. 1333 del 16/07/2019, che conferma la compatibilità del parco eolico in oggetto con il PTA.

4.3.8 Il PAI dell'Autorità di Bacino Interregionale della Puglia

Il territorio di competenza dell'Autorità di Bacino Interregionale della Puglia (AdBP), che si estende per circa 20000 km², è caratterizzato da realtà geomorfologiche con peculiarità differenti. Sostanzialmente, il territorio può essere diviso in un'area caratterizzata prevalentemente da bacini esoreici (il Gargano, l'Ofanto e i fiumi della Capitanata, i bacini carsici della terra di Bari, del brindisino e dell'arco ionico) e da una seconda parte a carattere endoreico che si sviluppa principalmente nel Salento e copre circa il 20% dell'intero territorio, come meglio descritto in seguito. L'individuazione delle aree a pericolosità da alluvione è iniziata nell'ambito delle procedure di adozione del PAI, adottato con Delibera del Comitato Istituzionale n. 25 del 15/12/2004. Nella fase di adozione il PAI è stato redatto attraverso la perimetrazione delle aree storicamente inondate, principalmente attraverso le informazioni archiviate dal Gruppo nazionale per la difesa delle catastrofi idrogeologiche del Consiglio nazionale delle ricerche (GNDCI-CNR), nell'ambito del progetto Aree vulnerate italiane (AVI), con la successiva interpretazione geomorfologica. Le aree così individuate sono state ascritte alla classe più alta di pericolosità idraulica. Hanno fatto eccezione i bacini pilota dei fiumi Lato e Lenne, nell'area della provincia di Taranto, rispetto ai quali è stato effettuato uno studio idrologico ed idraulico con la definizione delle aree a pericolosità idraulica corrispondenti a diversi tempi di ritorno di riferimento, adottando questi ultimi, analogamente alla metodologia di cui sopra, congruentemente alle indicazioni fornite dal D.P.C.M. 29.09.1998. Successivamente, il PAI è stato approvato dal Comitato Istituzionale dell'AdBP interregionale con Delibera n. 39 del 30/11/2005; in seguito, lo strumento è stato soggetto a numerosi aggiornamenti, all'occorrenza del verificarsi di modifiche significative del quadro conoscitivo ovvero dello svolgimento di ulteriori studi ed approfondimenti anche su scala locale. A partire dalle aree perimetrare con criteri storici nel PAI approvato sono stati condotti molti studi idrologici ed idraulici per la definizione delle aree di inondazione con tempo di ritorno di 30, 200 e 500 anni, cui corrispondono, rispettivamente, le aree di pericolosità idraulica alta (AP), media (MP) e bassa (BP).

Attualmente, la cartografia delle perimetrazioni idrauliche allegata al PAI rappresenta unicamente l'estensione planimetrica delle aree a diversa pericolosità di inondazione, tuttavia, laddove corrispondano ad uno studio idrologico-idraulico, si conoscono le grandezze idrodinamiche, quali tirante, velocità e portata. 1.2 La Direttiva Alluvioni Il Decreto Legislativo 23 febbraio 2010, n. 49, recante titolo "Attuazione della direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni", disciplina le attività di valutazione e di gestione dei rischi di alluvioni al fine di ridurre le conseguenze negative per la salute umana, per il territorio, per i beni, per l'ambiente, per il patrimonio culturale e per le attività economiche e sociali derivanti dalle stesse alluvioni (art. 1 co. 1), secondo le seguenti fasi: - valutazione preliminare del rischio di alluvioni entro il 22 settembre 2011 (art. 4) - mappe della pericolosità da alluvione e quelle del rischio di alluvioni entro il 22 giugno 2013 (art. 6) - piani di gestione del rischio di alluvioni entro il 22 giugno 2015 (art. 7), ferme restando le competenze regionali e del Dipartimento Nazionale di Protezione Civile ai sensi del punto b) comma 3 dello stesso articolo. Con riferimento alla prima delle previste fasi, l'articolo 4, comma 4, del D.Lgs. n. 49/2010, prevede che la valutazione preliminare del rischio di alluvioni non sia effettuata qualora vengano adottate le Misure Transitorie di cui all'articolo 11 comma 1; detto articolo dispone che le Autorità di Bacino non svolgono la valutazione preliminare del rischio di alluvioni di cui all'articolo 4, se hanno deciso, prima del 22 dicembre

2010, di elaborare mappe della pericolosità e mappe del rischio di alluvioni e di predisporre piani di gestione del rischio di alluvioni, conformemente alle disposizioni di cui agli art. 5, 6 e 7. Vista anche la presenza del Piano di Assetto Idrogeologico, documento in cui è già ricompresa la valutazione preliminare del rischio di alluvioni, con Delibera n. 64 del 16.12.2010 il Comitato Istituzionale dell'AdBP interregionale ha stabilito di adottare le suddette misure transitorie, e di elaborare le mappe della pericolosità e le mappe del rischio di alluvioni, nonché di predisporre piani di gestione del rischio di alluvioni, conformemente alle disposizioni di cui agli art. 5, 6 e 7 e nei limiti temporali fissati dal suddetto D.Lgs.

Le mappe di pericolosità, secondo quanto previsto dal richiamato art. 6 del D.Lgs. n. 49/2010, devono essere predisposte in scala preferibilmente non inferiore a 1:10.000, contenere gli strumenti già predisposti nell'ambito della pianificazione di bacino in attuazione delle norme previgenti, e la perimetrazione delle aree geografiche che potrebbero essere interessate da alluvioni secondo i seguenti scenari: a. alluvioni rare di estrema intensità: tempo di ritorno fino a 500 anni dall'evento (bassa probabilità); b. alluvioni poco frequenti: tempo di ritorno fra 100 e 200 anni (media probabilità); c. alluvioni frequenti: tempo di ritorno fra 20 e 50 anni (elevata probabilità). Per ogni scenario vanno indicati almeno i seguenti elementi: a. estensione dell'inondazione; b. altezza idrica o livello; c. caratteristiche del deflusso (velocità e portata). Come precisato al paragrafo precedente, i tempi di ritorno a cui fa riferimento l'AdBP per la definizione delle aree a diversa pericolosità idraulica sono del tutto congruenti a quelli fissati dal D.Lgs. 49/2010 e le relative perimetrazioni contengono, oltre all'estensione dell'inondazione, anche gli ulteriori elementi richiesti, pure se attualmente in maniera implicita.

1.3 La redazione delle mappe di pericolosità idraulica In ordine alle tempistiche stabilite dall'art. 6 del D.Lgs. n. 49/2010, l'AdBP interregionale ha previsto di redigere, in una prima fase di lavoro, le mappe della pericolosità idraulica, propedeutiche a quelle del rischio di alluvioni di cui al medesimo articolo, in conformità con le specifiche richieste dal decreto stesso. In tale ambito, sono stati applicati i seguenti criteri:

- a. inserimento e caratterizzazione, secondo i parametri previsti dal decreto, del PAI vigente e degli ultimi aggiornamenti disponibili che abbiano conseguito almeno un passaggio di condivisione formale;
- b. individuazione delle "Fasce fluviali" sulla restante porzione del territorio non coperta da perimetrazioni idrauliche ma interessate dal reticolo idrografico opportunamente individuato in ordine alla significatività;
- c. introduzione dei "recapiti finali di bacini endoreici" individuati nella Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia. Al fine di meglio comprendere la strutturazione del lavoro di redazione delle mappe di pericolosità è opportuno illustrare le principali peculiarità del territorio di competenza dell'AdBP, con alcune delle più notevoli eterogeneità che si possono riscontrare.

4.3.9 Caratteristiche idrografiche del territorio dell'adbp

Il territorio di competenza, dal punto di vista dell'idrografia superficiale, presenta caratteri che lo differenziano non poco dagli altri contesti idrografici nazionali. Infatti, lo sviluppo del reticolo idrografico è essenzialmente di tipo carsico, in relazione alla natura prevalentemente calcarea del substrato, ad eccezione delle zone pedegarganica, del Subappennino dauno e del Tavoliere, dove una minore permeabilità dei terreni di copertura consente la formazione di diversi corsi d'acqua a prevalente regime torrentizio. L'individuazione dei principali ambiti omogenei in rapporto all'idrografia superficiale del territorio di competenza, riportata

nell'immagine a seguire, può essere effettuata sulla base delle peculiari caratteristiche idrologiche nonché geomorfologiche del reticolo idrografico superficiale presente in detti ambiti



Ambito dei bacini fluviali con alimentazione appenninica L'ambito dei bacini fluviali con alimentazione appenninica, è caratterizzato dalla presenza di reticoli idrografici ben sviluppati con corsi d'acqua che, nella maggior parte dei casi, hanno origine dalle zone pedemontane dell'appennino dauno, (fa eccezione il Fiume Ofanto, che ha origine nell'appennino campano attraversando nel suo corso le porzioni più meridionali dell'Appennino dauno). Tutti questi corsi d'acqua sottendono bacini di alimentazione di rilevante estensione, dell'ordine di alcune migliaia di km², che comprendono settori altimetrici di territorio che variano da quello montuoso a quello di pianura. Mentre nei tratti montani di questi corsi d'acqua i reticoli denotano un elevato livello di organizzazione gerarchica, nei tratti medio-vallivi le aste principali degli stessi diventano spesso le uniche aree fluviali appartenenti al bacino. Il regime idrologico è tipicamente torrentizio, caratterizzato da prolungati periodi di magra, a cui si associano brevi ma intensi eventi di piena, soprattutto nel periodo autunno-invernale. Molto limitati, e in alcuni casi del tutto assenti, sono i periodi a deflusso nullo. Aspetto importante da evidenziare, ai fini del regime idraulico di questi corsi d'acqua, è la presenza di opere di regolazione artificiale, quali dighe e traverse, che comportano un significativo effetto di laminazione dei deflussi nei territori immediatamente a valle. Importanti sono state, inoltre, le numerose opere di sistemazione idraulica e di bonifica che si sono succedute, a volte con effetti contrastanti, nei corsi d'acqua del Tavoliere.

Dette opere hanno fatto sì che estesi tratti dei reticoli interessati presentano un elevato grado di artificialità, tanto nei tracciati quanto nella geometria delle sezioni, che in molti casi risultano arginate.

In questo ambito si sviluppano i principali corsi d'acqua, di cui il più importante è l'Ofanto (annoverato nell'elenco dei bacini di rilievo interregionale di cui all'art 15 della Legge 183/89) che nasce in Irpinia e dopo 165 km (di cui circa la metà in Puglia) sfocia nell'Adriatico sul litorale compreso tra Barletta e Margherita di Savoia.

Anche il Candelaro, il Cervaro e il Carapelle, che scaturiscono nella porzione nord-occidentale della regione (al confine con il Molise e la Campania), sono da annoverare tra i maggiori corsi d'acqua che solcano il territorio di competenza, ed il Tavoliere in particolare, sia per estensione della rete fluviale che per significatività dei deflussi.

4.3.10 Piano di Gestione del Rischio Alluvioni

La Direttiva Europea n. 2007/60/CE del 23 Ottobre 2007 intende "istituire un quadro per la valutazione e la gestione dei rischi di alluvioni, volto a ridurre le conseguenze negative per la salute umana, l'ambiente, il patrimonio e le attività economiche connesse con le alluvioni all'interno della Comunità". Il D. Lgs. 23 Febbraio 2011, n. 49, emanato per il suo recepimento, prevede:

- Valutazione preliminare del rischio alluvioni entro il 22 settembre 2011;
- Aggiornamento e realizzazione delle mappe di pericolosità e delle mappe del rischio entro il 22 Giugno 2013;
- Ultimazione e pubblicazione dei Piani di Gestione del Rischio Alluvione entro il 22 Giugno 2015;
- Successivi aggiornamenti (2019,2021). Il Territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia è individuato come Component Authority ITADBR161. Il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA), ai sensi dell'Art. 7 comma 3 del D.Lgs. 49/2010, si compone di due parti tra loro integrate, rappresentando l'opportunità concreta per ricompattare il sistema della difesa del suolo, integrando ed armonizzando gli aspetti della pianificazione territoriale con quelli della protezione civile, sia in area vasta che a scala comunale:
 - PIANIFICAZIONE delle azioni di mitigazione del rischio, di competenza delle Autorità di Bacino Distrettuali;
 - SISTEMA DI ALLERTAMENTO, nazionale, statale e regionale, per il rischio idraulico ai fini di protezione civile, di competenza delle regioni, in coordinamento tra loro, nonché con il Dipartimento Nazionale della Protezione Civile.

All'interno del Piano di Gestione del Rischio Alluvioni è inoltre prevista l'integrazione degli obiettivi della 2007/60/CE con quelli ambientali e di tutela della Risorsa Idrica della Direttiva Quadro delle Acque 2007/60/CE. L'Autorità di Bacino della Puglia è istituita con Legge Regionale 9 dicembre 2002 n. 19, in attuazione della Legge 18 maggio 1989, n. 183 e successive modificazioni e secondo la previsione dell'articolo 2, comma 1, della legge 3 agosto 1998, n. 267, ed ha competenza sia sui sistemi idrografici regionali, così come definiti dalla delibera del Consiglio regionale n. 109 del 18 dicembre 1991, sia sul bacino idrografico interregionale dell'Ofanto, per effetto delle intese sottoscritte con le Regioni Basilicata e Campania,

approvate dal Consiglio regionale con provvedimento n. 110 del 18 dicembre 1991. L'Autorità di Bacino, anche per le finalità di cui alle intese interregionali, ispira la propria azione ai principi della leale cooperazione con le regioni limitrofe e con gli enti locali operanti sul territorio, agisce in conformità agli obiettivi della legge 183/1989 e in particolare persegue il governo unitario e integrato dei bacini idrografici e delle risorse a essi collegate, indirizza, coordina e controlla le attività conoscitive di pianificazione, di programmazione e di attuazione.



Figura 23 - Piano gestione Rischio Alluvioni

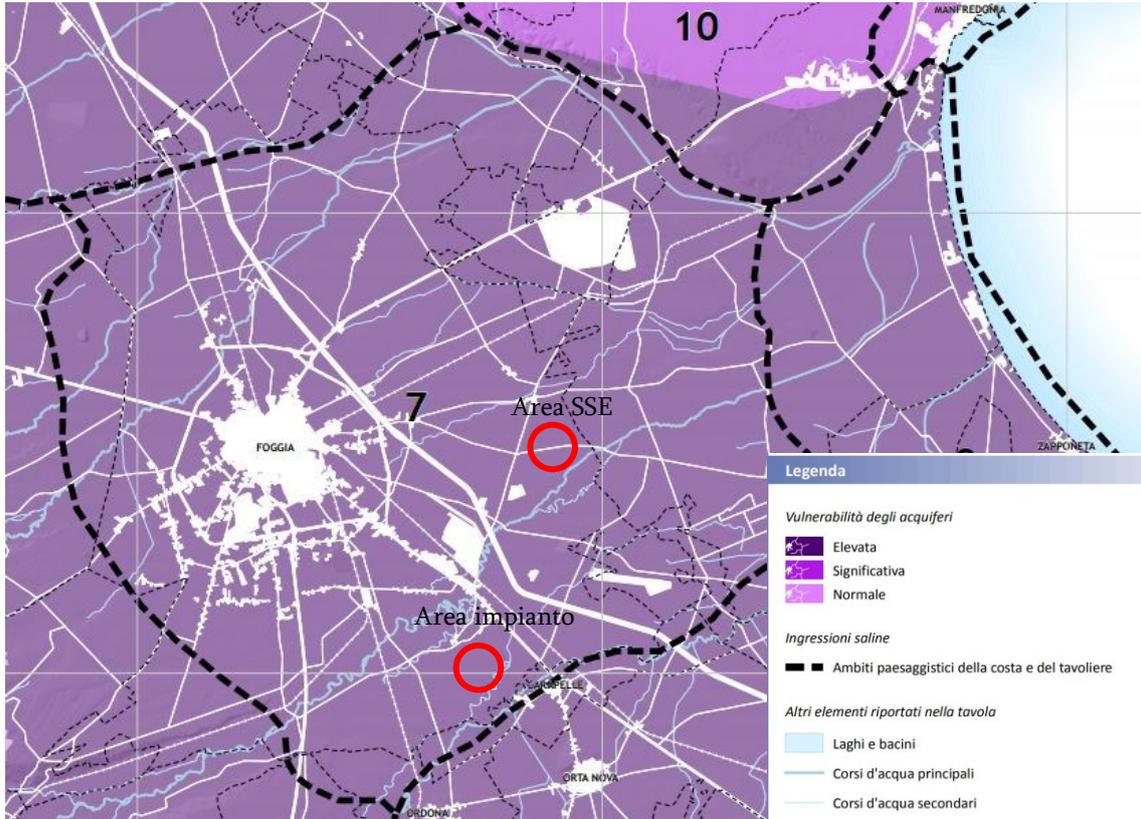


Figura 24 - Vulnerabilità degli acquiferi

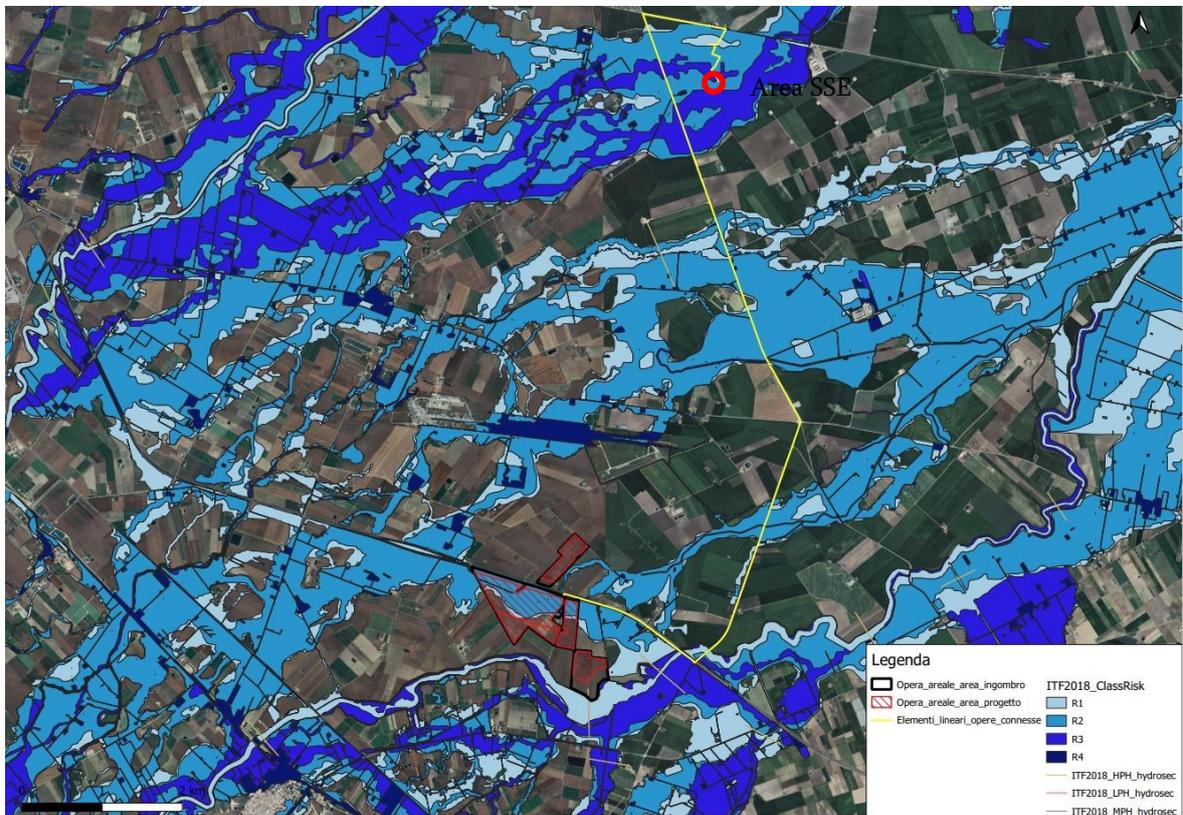


Figura 25 - Pian odi gestione Rischio Alluvioni

4.3.11 Piano Regionale della Qualità dell'Aria

Il Piano regionale per la qualità dell'aria (PRQA) è lo strumento con il quale la Regione Puglia persegue una strategia regionale integrata ai fini della tutela della qualità dell'aria nonché ai fini della riduzione delle emissioni dei gas climalteranti, ai sensi dell'art. 31 della Legge Regionale n. 52 del 30/11/2019.

La stima delle emissioni inquinanti è stata effettuata evidenziando i contributi dei diversi macrosettori (industriale, civile, trasporti, ecc.).

La caratterizzazione delle zone ha definito quali zone del territorio regionale richiedono interventi per il risanamento della qualità dell'aria (ex art. 8 d. Lgs. 351/99) e quali invece necessitano di piani di mantenimento (ex art. 8 d. Lgs. 351/99). Poiché le principali sorgenti antropiche di NO₂ e particolato sono il traffico autoveicolare e gli insediamenti industriali, l'obiettivo specifico della destinazione è stato distinguere i comuni del territorio regionale in funzione della tipologia specifica di emissione a cui sono soggetti e delle conseguenti diverse misure di risanamento da applicare. Conseguentemente il territorio è stato diviso nelle seguenti quattro zone:

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

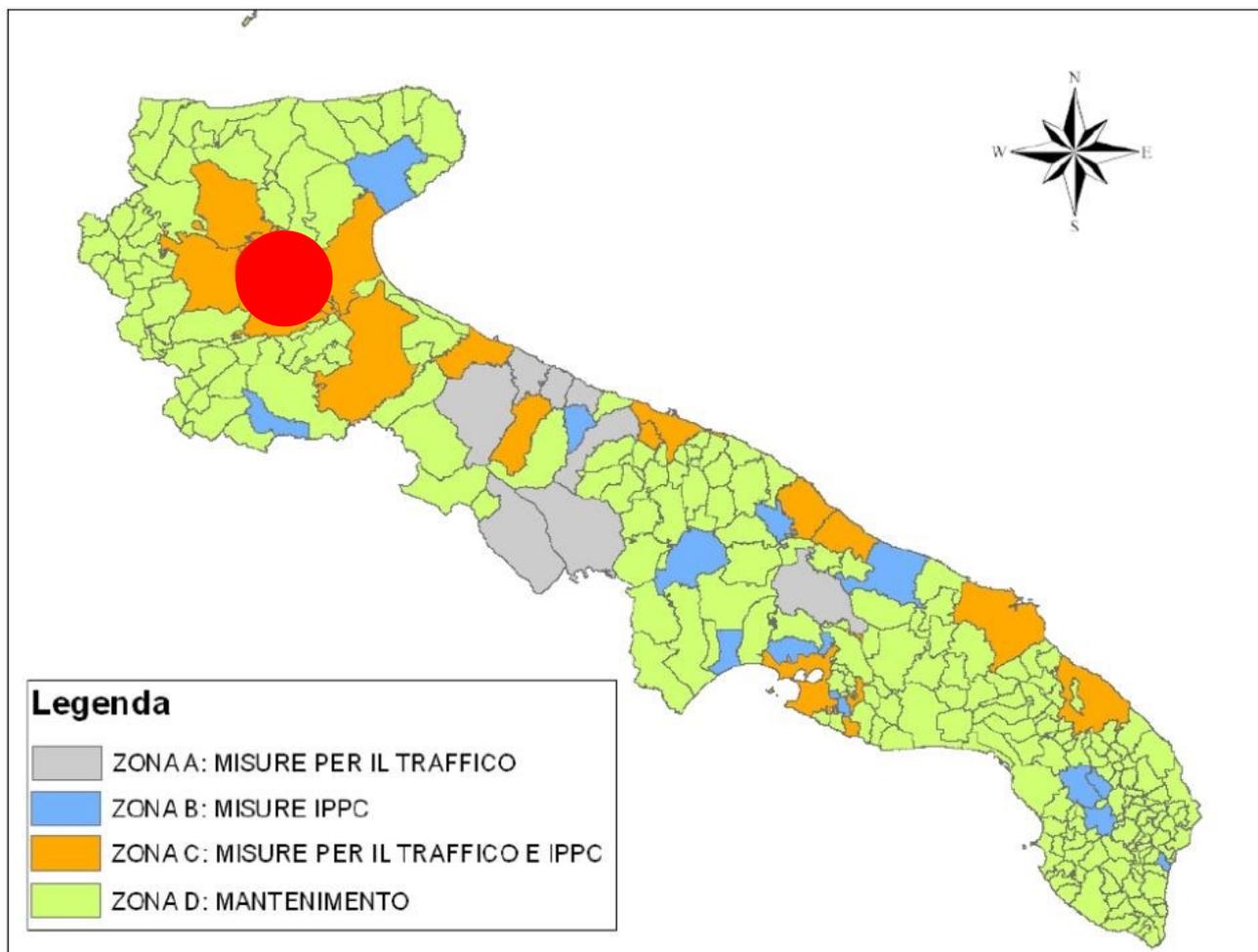


Figura 26 - PRQA - zonizzazione territoriale

La città di Foggia in cui è localizzato il sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale rientra nella Zona C in cui si applicano vengono applicate sia le misure sulla mobilità, che le misure per il comparto industriale. Vengono applicate le misure sulla mobilità in quanto si è registrato o è stato stimato il superamento dei valori limite. Le misure di risanamento previste dal PRQA hanno l'obiettivo di ridurre le emissioni degli inquinanti in atmosfera e, conseguentemente, di abbassarne le concentrazioni in atmosfera al di sotto dei valori limite fissati dal D.M. 60/02. Le azioni da intraprendere si articolano secondo quattro linee di intervento generali:

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

Quindi la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto non introduce alcuna modifica delle condizioni climatiche a livello territoriale. Mentre su scala globale, la produzione di energia tramite il fotovoltaico genera un contributo indiretto alla riduzione di emissione di gas con effetto serra, migliorando la qualità dell'aria globale e riducendo l'indice di desertificazione anche della stessa area di intervento.

4.3.12 Emissioni evitate

Il beneficio ambientale derivante dalla sostituzione con produzione fotovoltaica di altrettanta energia prodotta da combustibili fossili, può essere valutato come mancata emissione, ogni anno, di rilevanti quantità di inquinanti come, ad esempio, CO₂, SO₂ e NO_x.

In Italia, il consumo elettrico per la sola illuminazione domestica è pari a 7 miliardi di kWh, che immettono nell'atmosfera circa 5,6 Milioni di tonnellate di CO₂ come conseguenza dell'utilizzo di combustibili fossili come fonte primaria per la produzione di energia. Per meglio comprendere la necessità di ricorrere a fonti energetiche alternative, basti pensare che tali emissioni potrebbero essere evitate se solo si utilizzasse energia "pulita" come quella solare.

Tra gli altri benefici che possono derivare dal fotovoltaico possiamo citare la riduzione della dipendenza dall'estero, la diversificazione delle fonti energetiche e la regionalizzazione della produzione.

Per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica. Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica. Per quantificare il beneficio che tale sostituzione ha sull'ambiente è opportuno fare riferimento ai dati di producibilità dell'impianto in oggetto. L'emissione di anidride carbonica evitata in un anno si calcola moltiplicando il valore dell'energia elettrica prodotta dai sistemi per il fattore di emissione del mix elettrico. Per stimare l'emissione evitata nel tempo di vita dall'impianto è sufficiente moltiplicare le emissioni evitate annue per i 30 anni di vita stimata degli impianti.

- **Impianto = 110.227,78 MWh/anno** per un risparmio di **48.500 t. di CO₂** e **20.612 TEP** non bruciate.

L'installazione dell'impianto fotovoltaico consentirà, inoltre, di ridurre le emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti (polveri sottili, biossido di zolfo e ossidi di azoto).

In funzione della produzione annua dell'impianto fotovoltaico, considerando che una tipica famiglia italiana di 4 persone necessita di 3.500 kWh all'anno, si può stimare che l'impianto produrrà energia pulita sufficiente a soddisfare il fabbisogno energetico di circa **31.500 famiglie**.

4.3.13 Rete Ecologica

La carta della Rete per la biodiversità (REB) costituisce uno degli strumenti fondamentali per l'attuazione delle politiche e delle norme in materia di biodiversità e più in generale di conservazione della natura. Essa considera:

- le unità ambientali naturali presenti sul territorio regionale;
- i principali sistemi di naturalità;

- le principali linee di connessione ecologiche basate su elementi attuali o potenziali di naturalità. Data la natura della carta, rappresentativa di uno stato attuale di valenze e funzionalità, essa presuppone periodici aggiornamenti e ove necessario approfondimenti a livello locale.

La rete per la conservazione della biodiversità - REB è il "Sistema Regionale per la Conservazione della Natura della Puglia" (deliberazione della giunta regionale 26 settembre 2003, n. 1439).

Si tratta di un sistema formato da:

- 2 parchi nazionali ai sensi della L. 394/94;
- 16 altre aree protette nazionali (Riserve, Zone Ramsar, ecc.) istituite con apposito decreto/atto ministeriale;
- 3 aree marine protette;
- 18 aree protette regionali ai sensi della L.R. 19/97;
- 87 Siti della Rete natura 2000 di cui 10 ai sensi della Direttiva 79/409 e 77 SIC ai sensi della Direttiva 92/43.

Struttura portante della REB è la Rete Natura 2000 sistema di aree voluto è promosso dalla UE, attraverso le Direttive 79/409 e 92/43, che nasce con l'obiettivo di costruire una rete di aree in grado di salvaguardare la biodiversità presente nella UE. Altre aree che concorrono alla realizzazione della REB e che saranno inserite nelle reti locali, anche previa verifica della loro perimetrazione, sono i Siti d'Importanza Nazionale (SIN) e Siti d'Importanza Regionale (SIR) individuate nell'ambito del Progetto Bioitaly in applicazione della Direttiva 92/43 che, tuttavia, allo stato attuale, non sono oggetto di alcuna specifica normativa. Ai sensi della Direttiva 79/409 sono individuate sul territorio regionale le IBA Important Birds Area, a seguito di uno studio effettuato da Bird Life International¹, tali aree sono considerate aree critiche per la realizzazione di impianti eolici e pertanto richiamate dal Regolamento n. 16/2006.

I valori della biodiversità La Puglia, malgrado una elevata antropizzazione, presenta elevati livelli di biodiversità, anche rispetto a molte altre regioni d'Italia. Sinteticamente si illustrano alcuni dati esplicativi, in Puglia sono presenti circa:

- 50 habitat della regione Mediterranea su 110 in Italia;
- 2.500 specie di piante il 42% di quelle nazionali;
- 10 specie di Anfibi su 37 presenti nell'Italia peninsulare;
- 21 specie di Rettili su 49 presenti nell'Italia peninsulare;
- 179 specie di Uccelli nidificanti su 250 presenti in Italia;
- 62 specie di Mammiferi su 102 presenti nell'Italia peninsulare;

A questi valori di tipo esclusivamente quantitativo corrisponde anche una elevata qualità relativa alla presenza di specie di flora e fauna rare e minacciate per le quali esistono obblighi di conservazione.

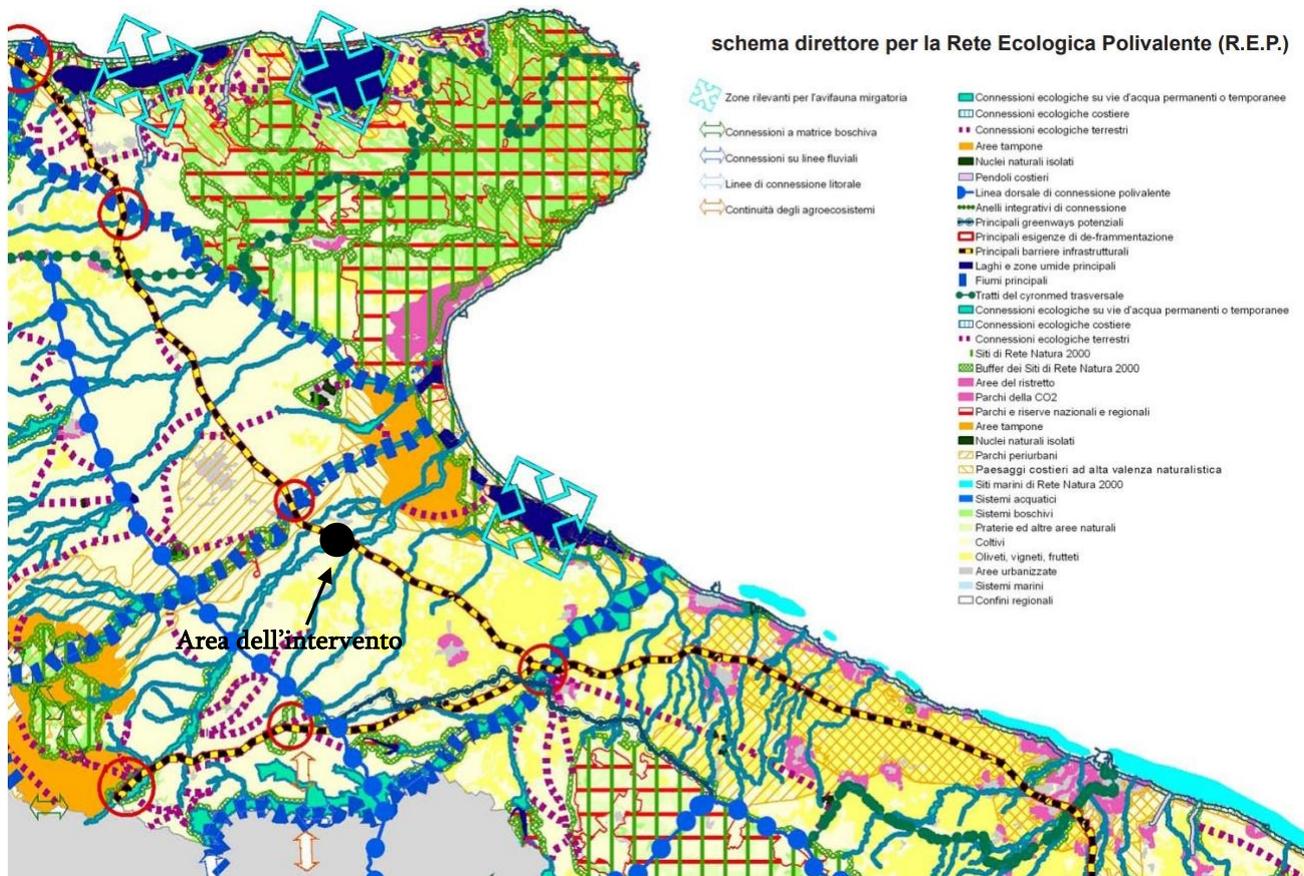


Figura 27 - rete ecologica polivalente

In relazione alla rete delle aree protette, il progetto in esame:

- risulta completamente esterno alla perimetrazione di siti SIC/ZPS/ZSC nonché di zone IBA e non presenta elementi in contrasto con gli ambiti di tutela e conservazione degli stessi.

4.3.14 Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia

Il Piano territoriale di coordinamento della Provincia di Foggia, approvato in via definitiva con Delibera di C.P. n. 84 del 21 dicembre 2009, è l'atto di programmazione generale riferito alla totalità del territorio provinciale, che definisce gli indirizzi strategici e l'assetto fisico e funzionale del territorio con riferimento agli interessi sovracomunali.

Il PTCP ha recepito e completato il PUTT/P (approvato con Delibera di G.R. del dicembre 2000). In particolare il PTCP, oltre ad aver riprodotto ampia parte delle norme di tutela contenute nel Piano Paesaggistico del 2000, in alcune parti ha dettato disposizioni integrative con riferimento ad alcuni beni non tutelati in precedenza.

Il presente piano, nell'assicurare lo sviluppo coordinato della comunità provinciale di Foggia, si pone i seguenti obiettivi:

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

Tra le funzioni fondamentali del PTCP vi è la costruzione (e l'aggiornamento) del quadro conoscitivo del territorio provinciale. A tal fine il PTCP ha sistematizzato le informazioni in modo mirato, realizzando Monografie di settore:

- **risorse agroforestali e dei paesaggi rurali**
- **caratteristiche fisiche del territorio**
- **beni culturali**
- **sistema della mobilità**
- **struttura socioeconomica.**



Figura 28 - Stralcio Assetto territoriale

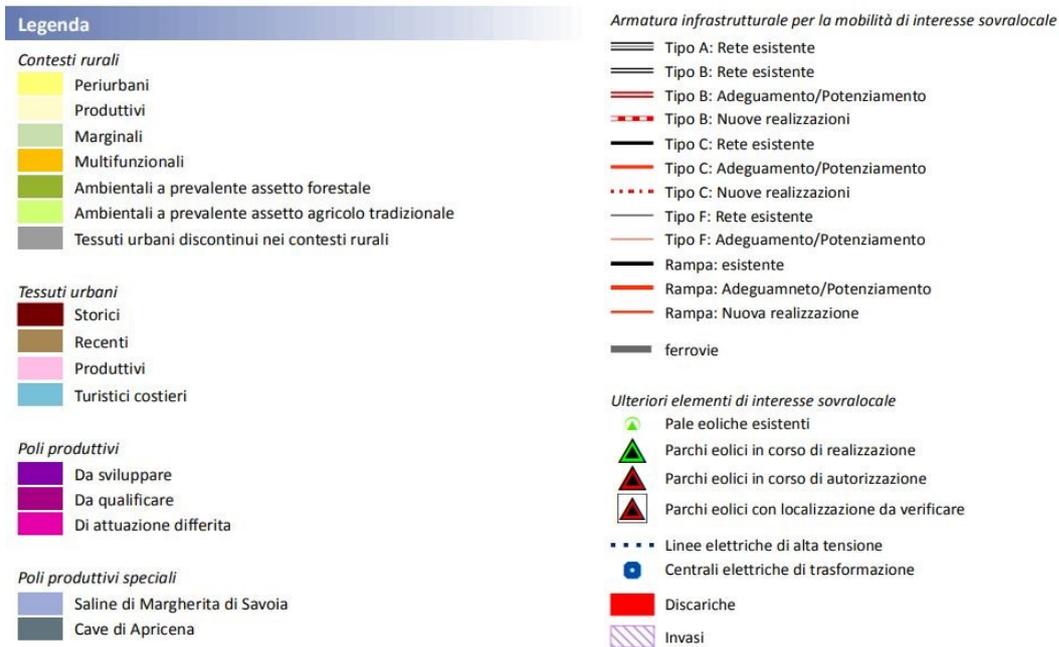


Figura 29 – legenda Assetto territoriale

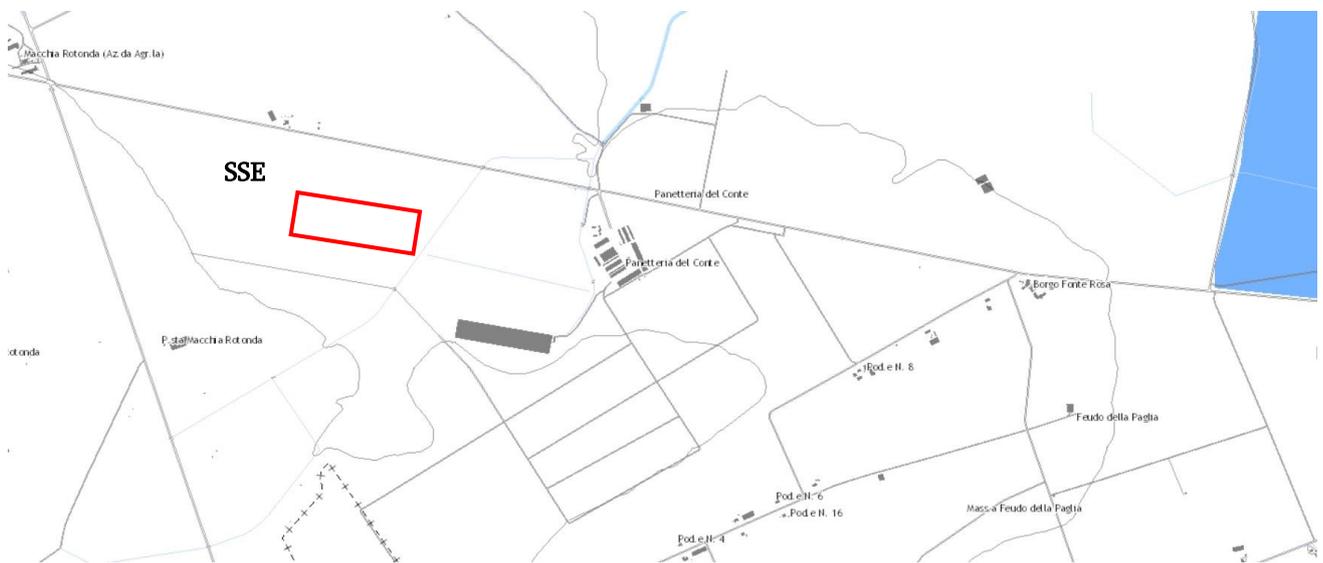


Figura 30 - Stralcio Tutela integrità fisica del territorio

Legenda

Pericolosità geomorfologica

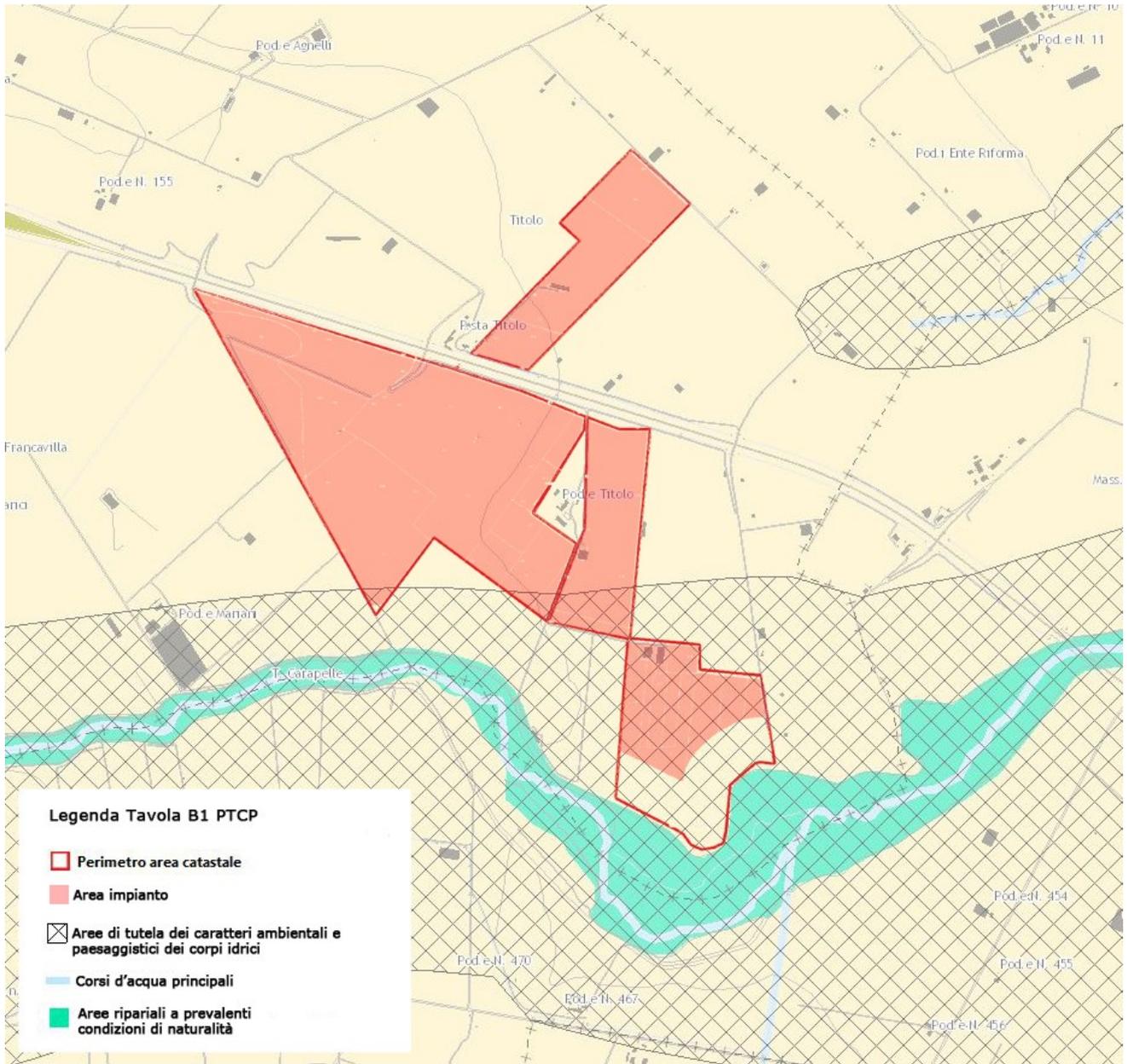
-  Aree a pericolosità molto elevata (PAI)
-  Aree a pericolosità elevata (PAI)
-  Aree a pericolosità moderata o media (PAI)
-  Fenomeni franosi del progetto IFFI
-  Codice identificativo
-  Area di frana del progetto IFFI
-  Faglia (Carta idrogeomorfologica -AdB)
-  Faglia presunta (Carta idrogeomorfologica -AdB)
-  Aree a dissesto diffuso (Carta idrogeomorfologica -AdB)
-  Corpi frana (Carta idrogeomorfologica -AdB)

Pericolosità idraulica

-  Aree soggette a rischio idraulico elevato (PAI)
-  Aree soggette a rischio idraulico medio (PAI)
-  Aree soggette a rischio idraulico basso (PAI)
-  Ulteriori aree soggette a potenziale rischio idraulico (PTCP)
-  Linea di riva in arretramento
-  Corsi d'acqua principali

Nota: PAI aggiornato al 5 maggio 2009

Figura 31 - legenda Tutela integrità fisica del territorio



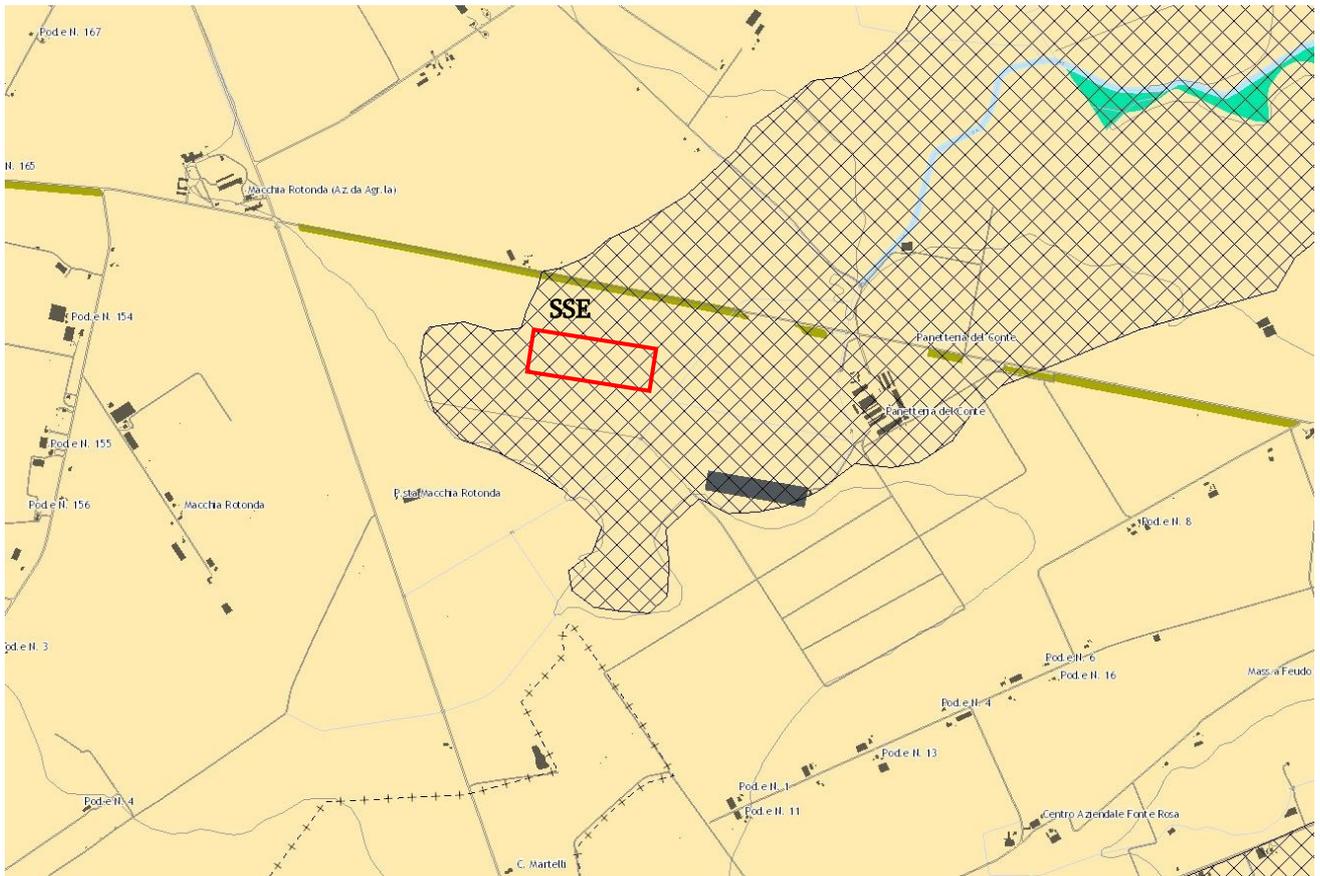


Figura 32 - stralcio Tutela identità culturale: elementi di matrice naturale (Impianto – SSE)

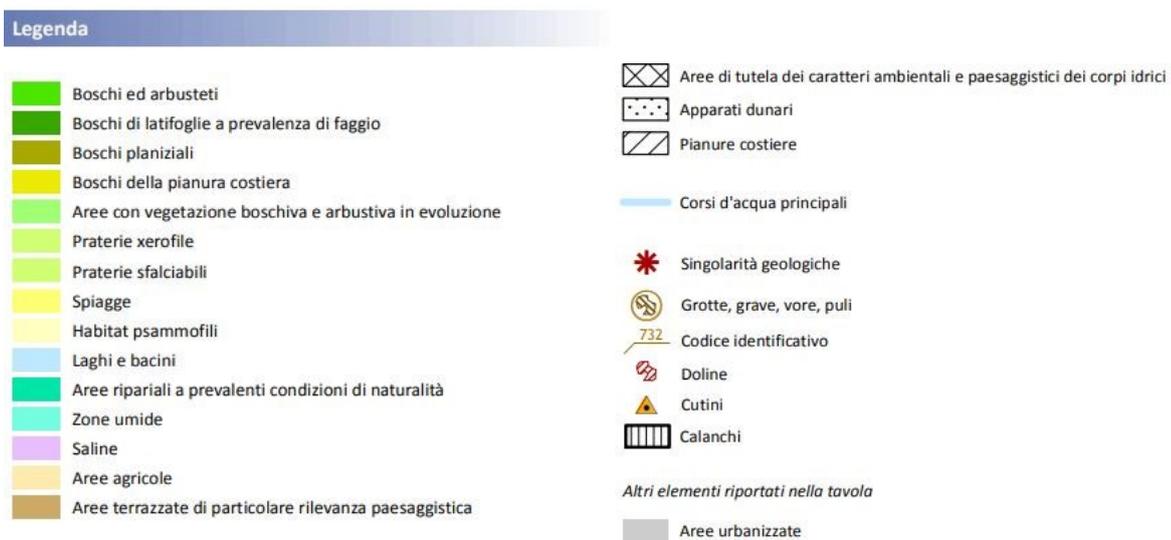
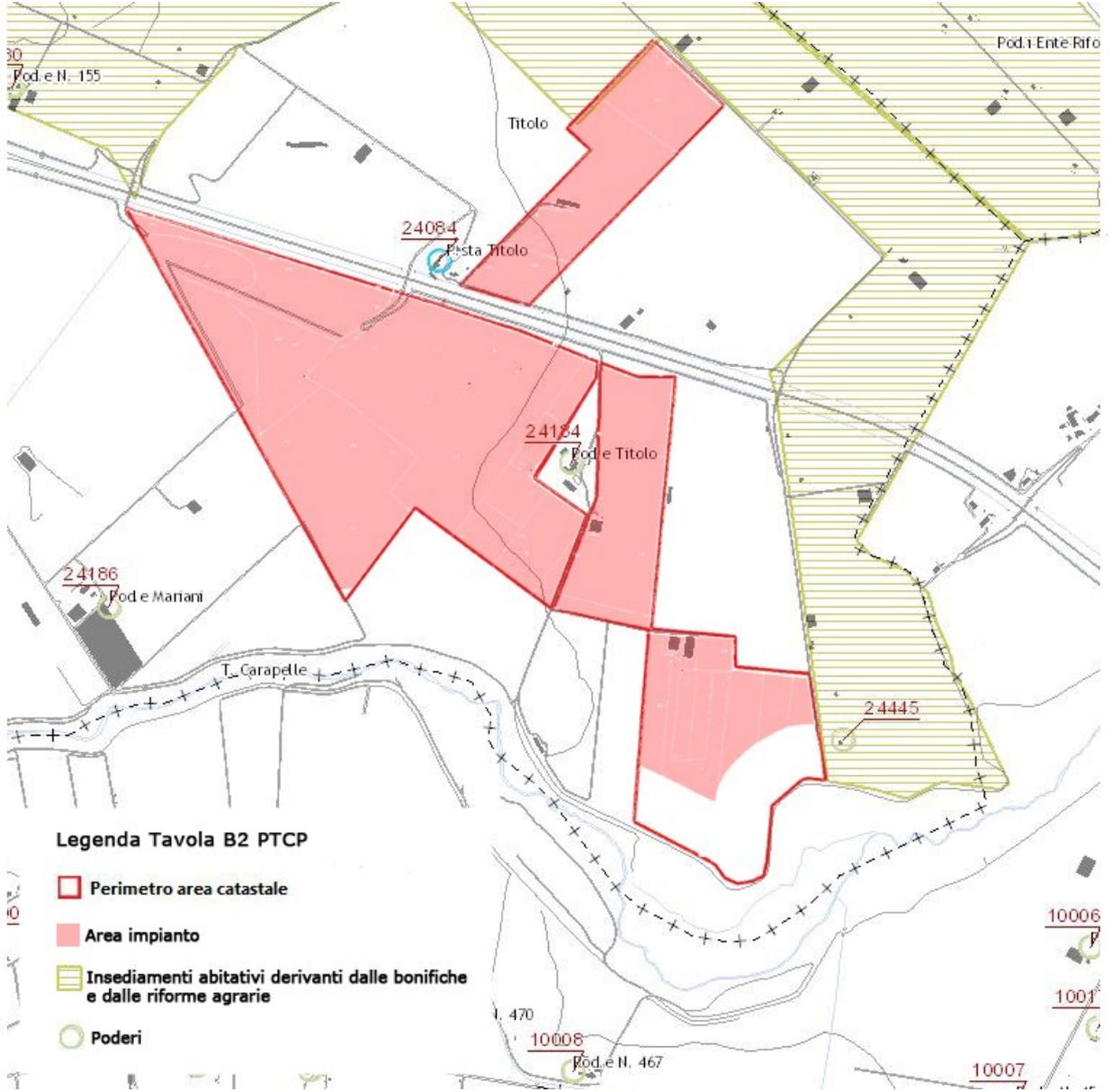


Figura 33 - legenda Tutela identità culturale: elementi di matrice naturale



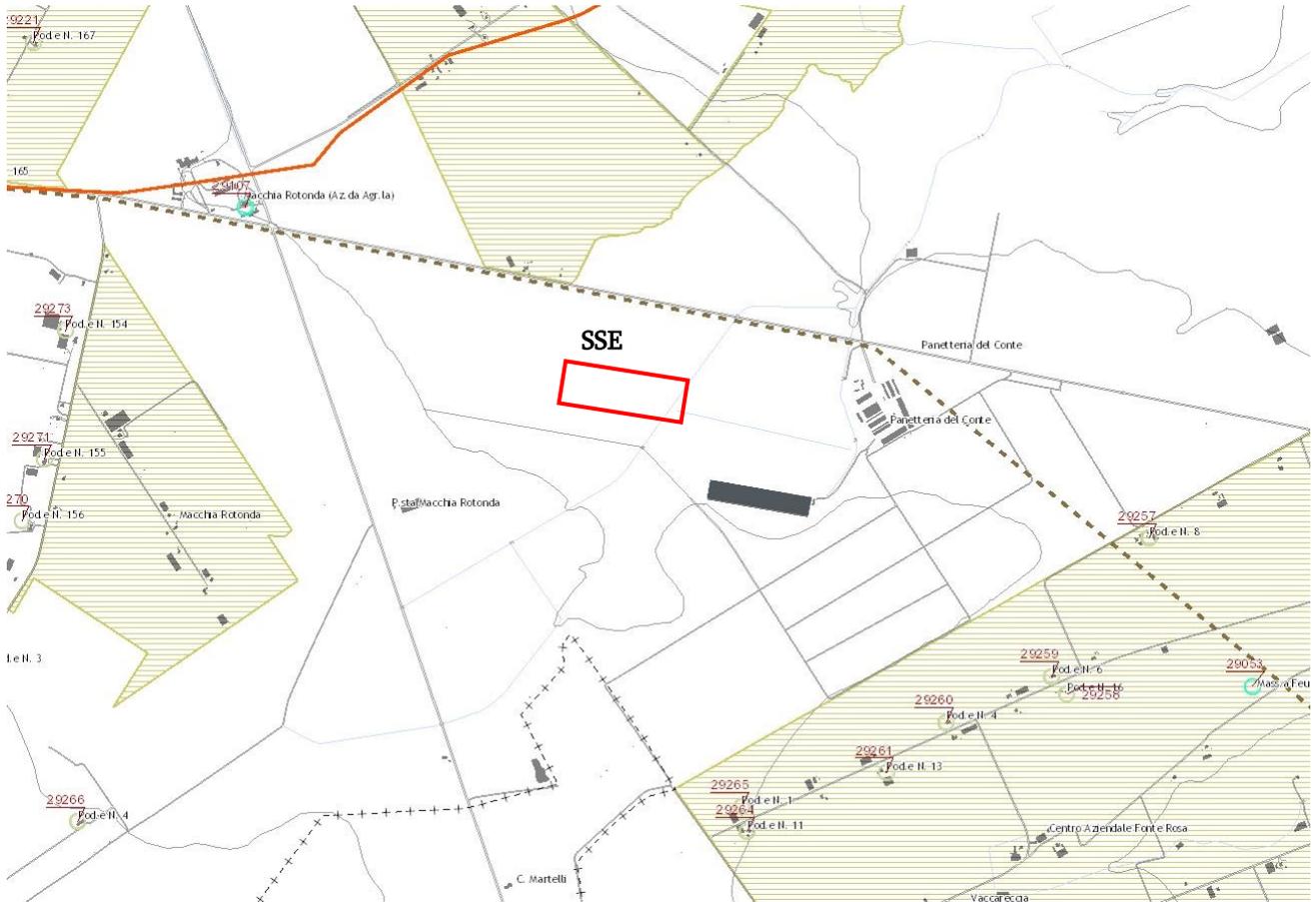


Figura 34 - stralcio Tutela identità culturale: elementi di matrice antropica (Impianto – SSE)

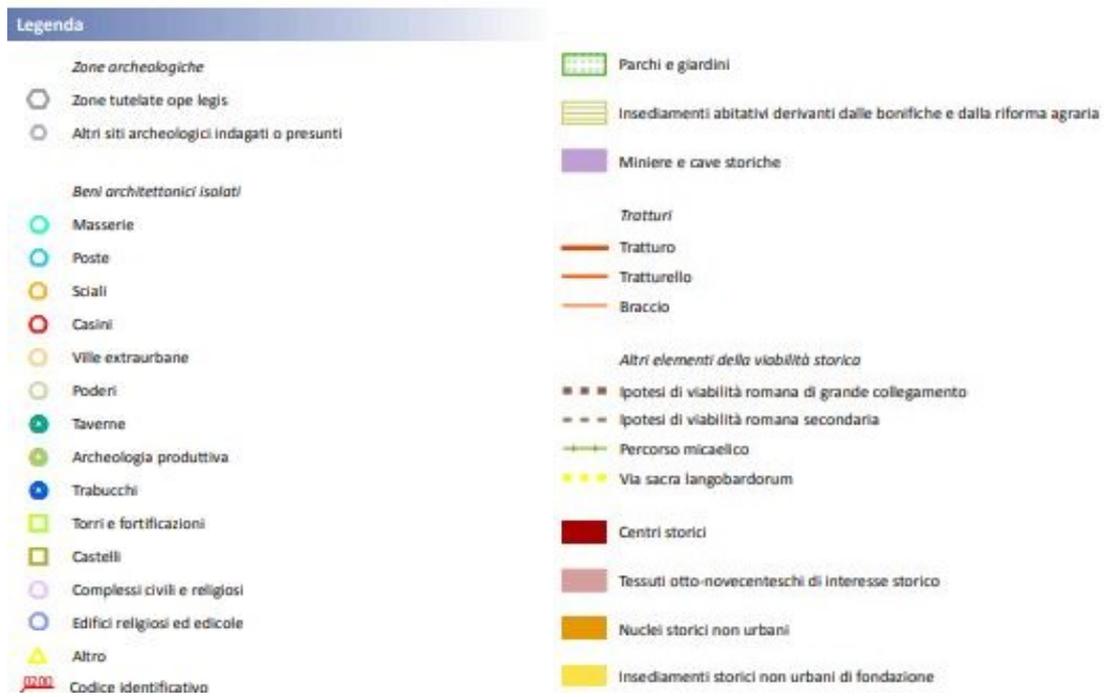


Figura 35 - legenda Tutela identità culturale: elementi di matrice antropica

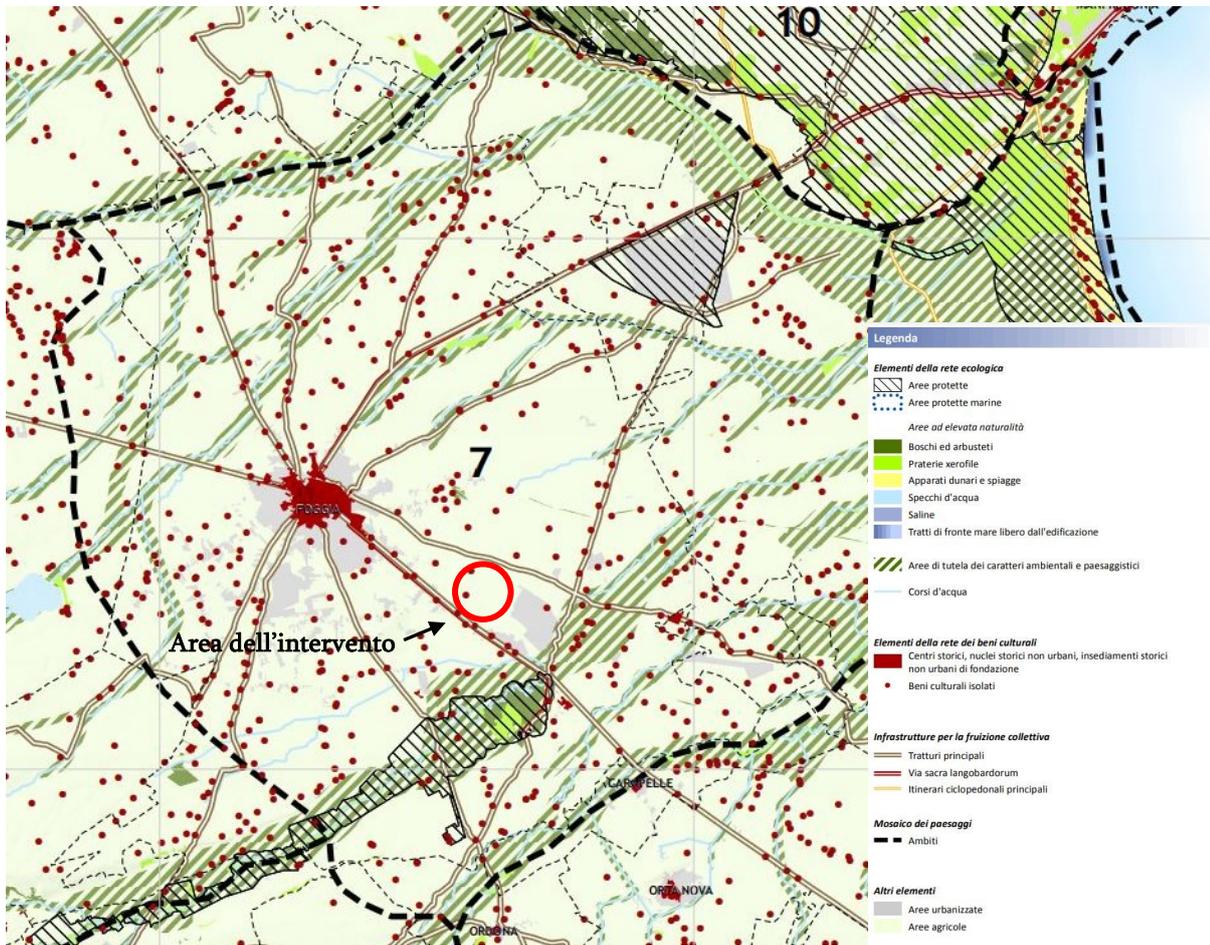


Figura 36 - stralcio Sistema delle qualità

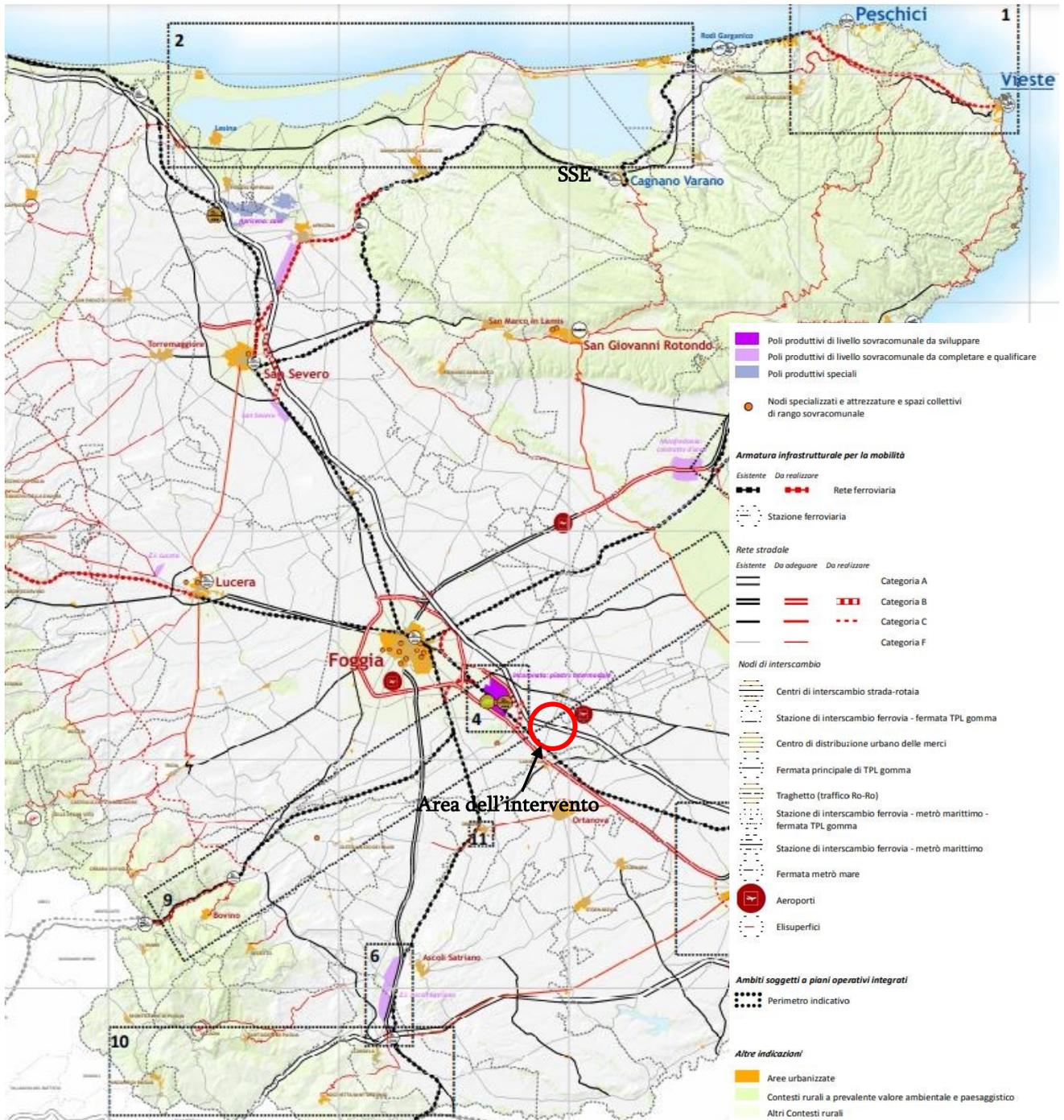


Figura 37 - Sistema insediativo e della mobilità

In relazione alla tipologia di intervento previsto, e in funzione dell'analisi effettuata, il progetto in esame:

- non risulta in contrasto con la disciplina di Piano in quanto la sua realizzazione comporterà emissioni in atmosfera di entità trascurabile e limitate alla fase di cantiere e presenta elementi di totale coerenza in quanto la sua realizzazione comporterà un impatto positivo in termini di mancate emissioni di macroinquinanti.

4.3.15 La strumentazione urbanistica

Comune di Foggia

La legge urbanistica della Regione Puglia n. 20/2001 e s.m.i. ha disciplinato e innovato, lo strumento di pianificazione urbanistica comunale – il Piano Urbanistico Generale (PUG) - fissandone le procedure di formazione e di articolazione in due fasi, strutturale e programmatica.

Il Documento Programmatico Preliminare (DPP) approvato con Delibera di Consiglio Comunale n. 23 del 9 marzo 2006, aggiornato con Nota aggiuntiva di cui alla Delibera di Consiglio Comunale n. 49 dell'8 giugno 2012, fissa gli obiettivi e i criteri di impostazione del PUG in coerenza con tutti i profili e le componenti del territorio che hanno incidenza sulla pianificazione del territorio comunale. In particolare con il profilo ambientale, la sicurezza del territorio, le risorse culturali, gli aspetti sociali, economici e organizzativi.

Per volontà del Consiglio Comunale, il DPP 2019 si pone come fine un orientamento organizzato sulle scelte fondamentali dell'assetto del territorio comunale e sulle principali ricadute sull'uso del suolo.

Esso è funzionale anche a innescare il processo di esplorazione e partecipazione del pubblico, come previsto dalla legge della Regione Puglia n. 28/2017 e più in generale dal cosiddetto «dibattito pubblico» introdotto a livello nazionale seppure con delle limitazioni. L'area interessata dall'impianto fotovoltaico è classificata come **“Zona Agricola (E)”**.

Pertanto tutte le opere previste dal progetto sono compatibili con il R.E. e con le N.T.A. dello strumento urbanistico vigente.

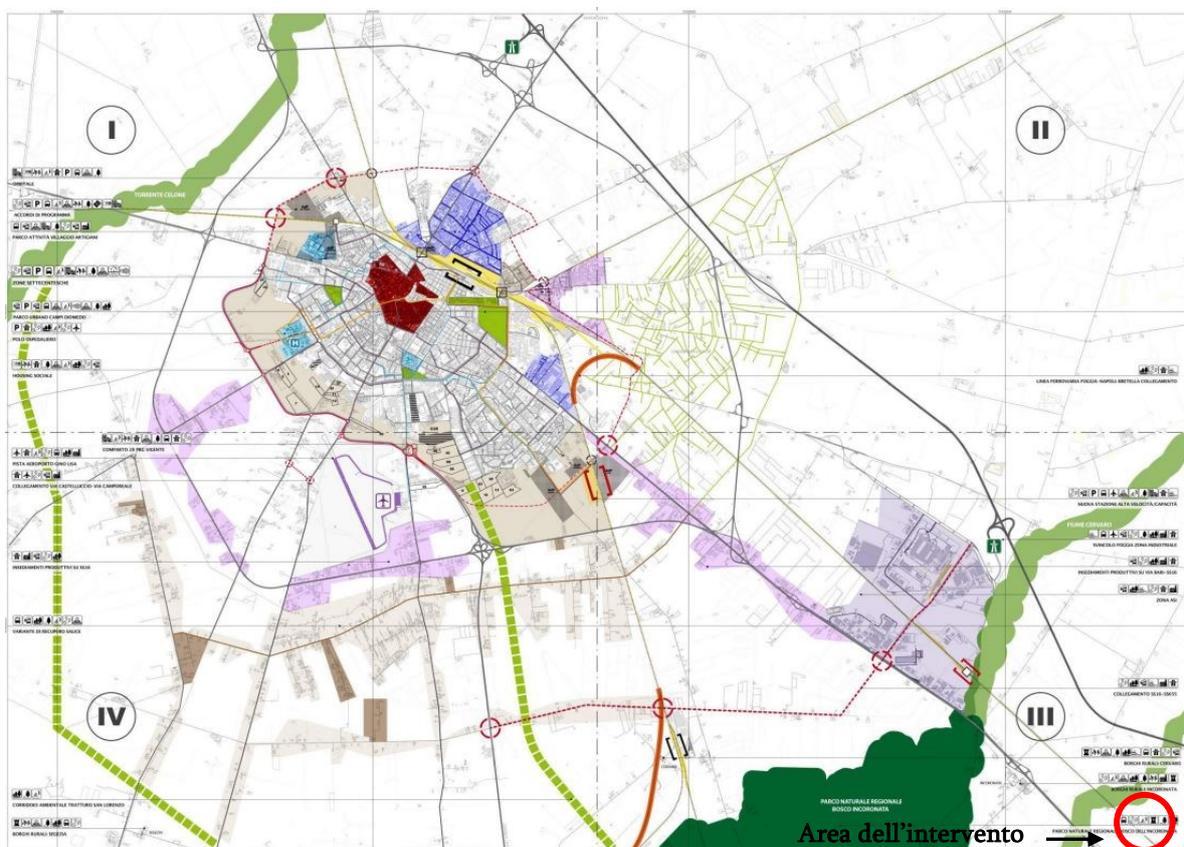


Figura 38 - PUG - Assetto Programmatico

Comune di Manfredonia

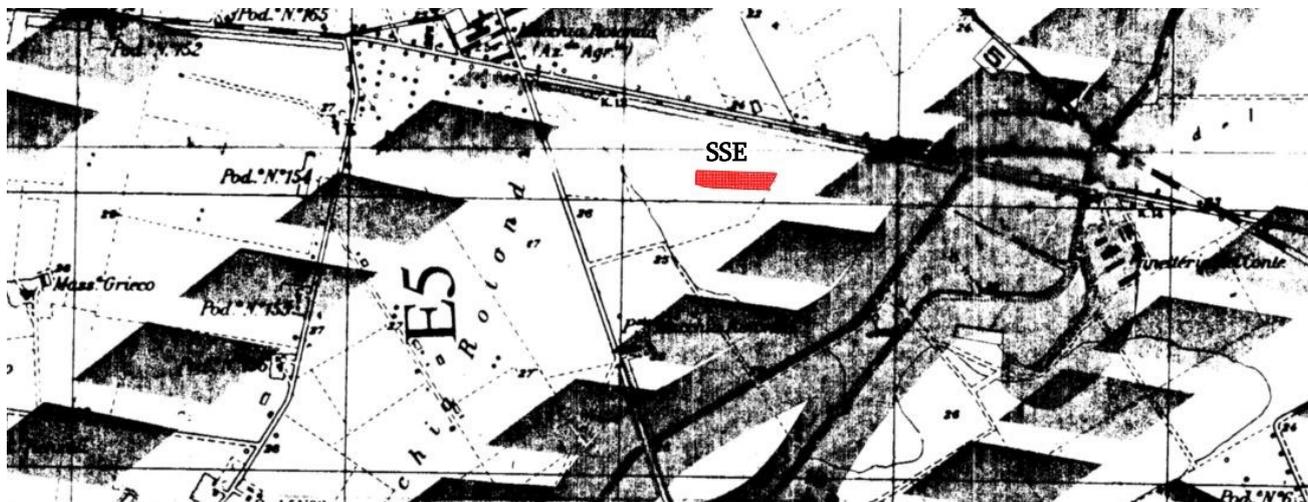


Figura 39 - PRG - Manfredonia

4.3.16 Piano Urbano della Mobilità sostenibile

Il PUMS è riconosciuto dalla Commissione Europea come lo strumento privilegiato di pianificazione di livello strategico per perseguire obiettivi nel campo della mobilità sostenibile. Le strategie generali d'intervento alla base del PUMS elaborato dall'Amministrazione comunale. Il Piano riguarda principalmente l'ambito urbano, quindi il sito di impianto non è interessato.

Pianificazione acustica Comune Foggia

Con delibera n.57 del 20 aprile 1999, il Consiglio comunale di Foggia ha adottato il "Piano di disinquinamento acustico" che stabilisce i limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e negli ambienti esterni.

Con il Piano acustico, il Comune fissava gli obiettivi di uno sviluppo sostenibile del territorio nel rispetto della compatibilità acustica delle diverse previsioni di destinazione d'uso dello stesso e nel contempo, individua le eventuali criticità e i necessari interventi di bonifica per sanare gli inquinamenti acustici esistenti." Lo scopo del presente regolamento è la disciplina delle attività e le strategie per la protezione dell'uomo e dell'ambiente dai rumori molesti o dannosi, il piano si suddivide in due sezioni:

- La prima fissa i criteri generali di igiene e di polizia municipale;
- La seconda integra le norme Urbanistico – Edilizie di attuazione del PRG.

Il seguente regolamento disciplina:

- Le attività umane in grado di turbare le quiete pubblica e privata;
- La limitazione delle emissioni di rumore prodotte dal traffico veicolare sul territorio comunale e di emissione delle vibrazioni in prossimità degli edifici storici, o comunque costruiti prima del 1920;

- La limitazione delle emissioni di rumore e vibrazioni prodotte da attività di cantiere e di ogni altra attività svolta all'aperto;
- La delimitazione, l'urbanizzazione e la regolamentazione delle aree edificabili in relazione alle classi di destinazione d'uso attribuite dalla Zonizzazione Acustica;
- L'accertamento dei requisiti ed i criteri da valutazione per il rilascio di licenze ed autorizzazioni edilizie relative ad edifici classificati sensibili al rumore in relazione alla loro esposizione al rumore ed alle vibrazioni di sorgenti interne all'edificio, ed anche in relazione al rumore prodotto dagli impianti tecnologici a servizio dell'edificio medesimo;
- La regolamentazione ed il controllo delle emissioni di rumori e/o vibrazioni all'interno di edifici tra locali sensibili attigui, sovrastanti o sottostanti e degli impianti tecnologici a servizio dell'edificio medesimo;

I requisiti acustici passivi di edifici e/o singole unità immobiliari o di locali sensibili, per la protezione del rumore esterno, rumori provenienti dall'esterno, dall'interno dell'edificio e dagli impianti, sia per le nuove costruzioni, sia nei casi di ristrutturazioni;

- Le modalità di monitoraggio del rumore e delle vibrazioni sia per la predisposizione di studi e progetti, sia durante l'esecuzione dei lavori, per le attività per le quali è richiesto il monitoraggio continuo;
- Le opere per le quali è richiesto il collaudo funzionale. Il seguente regolamento stabilisce i valori assoluti di emissione e di immissione, diversificati a seconda della classe di destinazione d'uso attribuite alla zonizzazione acustica al territorio comunale ed in relazione alle sorgenti sonore che possono provocare disturbi. La zonizzazione acustica del territorio tiene conto della corrispondenza tra classe e destinazione d'uso e viene riportata di seguito:
- CLASSE 1 – Aree particolarmente protette: rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico;
- CLASSE 2 – Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali;
- CLASSE 3 – Aree di tipo misto: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare di attraversamento con media densità di popolazione con presenza di attività commerciali, con limitata presenza di attività artigianali ed assenza di attività industriali, aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici;
- CLASSE 4 – Aree di intensa attività umana: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali, aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie, aree portuali, aree con limitata presenza di piccole industrie;

- CLASSE 5 – Aree prevalentemente industriali: rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni;
- CLASSE 6 – Aree esclusivamente industriali: rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriale e prive di insediamenti abitativi.

Il sito oggetto del seguente Studio di Impatto ambientale non rientra all'interno delle aree classificate dal seguente piano. Il progetto in esame risulta compatibile con le previsioni del piano, inoltre trovandosi in aree rurali e periferiche è posto a distanza considerevole da luoghi con esposizione elevata.

4.3.17 Il Piano della Protezione Civile

La città di Foggia con Del. di Consiglio Comunale n. 45 del 20 aprile 2009 ha approvato il Piano comunale di Protezione Civile con l'obiettivo di dare attuazione alla struttura tecnica operativa per la gestione delle attività di protezione civile. Inoltre, con Del. di Consiglio comunale n. 21 del 31 marzo 2017 ha approvato l'aggiornamento del Piano comunale di Protezione Civile: al fine di soddisfare le diverse necessità di protezione civile e di disporre di un quadro globale ed attendibile relativo all'evento atteso e quindi poter dimensionare preventivamente la risposta operativa necessaria al superamento della calamità, sono stati definiti gli scenari di rischio sulla base della vulnerabilità del territorio interessato (aree, popolazione coinvolta, strutture danneggiabili, ecc.).

Il PCC è strutturato in tre parti principali:

- a. studio di previsione e prevenzione dei rischi (comprende i dati di base che consistono nella raccolta e organizzazione di tutte le informazioni relative alla conoscenza del territorio, della distribuzione della popolazione e dei servizi, dei fattori di pericolosità, di rischio, della vulnerabilità e dei conseguenti scenari al fine di disporre di tutte le informazioni antropico-territoriali utili alla gestione dell'emergenza);
- b. lineamenti della pianificazione (consiste nell'individuazione dei soggetti e le relative competenze per il conseguimento degli obiettivi preventivamente definiti, necessari a fornire un'adeguata risposta di protezione civile al verificarsi di un evento calamitoso).
- c. modello di intervento (consiste nell'individuazione delle procedure operative necessarie all'organizzazione e all'attivazione delle azioni corrispondenti alle necessità di superamento dell'emergenza ovvero al coordinamento della risposta di protezione civile effettuata dai soggetti individuati).

Come previsto per legge, il Comune si è dotato del Piano della protezione civile, individuando le azioni necessarie per la sua attuazione. Tali misure – ineriscono quasi esclusivamente alla previsione di spazi per la raccolta della popolazione in caso di calamità.

Nel corso dell'elaborazione del DPP l'Amministrazione Comunale ha fornito anche gli studi relativi alla microzonazione sismica di alcune porzioni di territorio. Da essi si ha la conferma della situazione di elevata pericolosità dei cosiddetti "quartieri settecenteschi"

4.3.18 Piano comunale dei Tratturi

Il Piano Comunale dei Tratturi (PCT), ai sensi della Legge Regionale n. 29 del 23 dicembre 2003, si configura quale "Piano Urbano Esecutivo" (P.U.E.), costituisce variante allo strumento urbanistico generale vigente (comma 3 art. 2), ed apporta le necessarie modifiche e variazioni al Piano Urbanistico Tematico Territoriale (PUTT/P), in relazione agli articoli 5.06 e 5.07 (comma 4 art. 2 della L.R. 29/2003).

Il P.C.T. detta le norme relative alle modalità di conservazione, modificazione e trasformazione delle sedi tratturali. Il contenuto normativo del P.C.T. determina:

- a) Obiettivi: generali e specifici di salvaguardia e valorizzazione
- b) Indirizzi: finalizzati al raggiungimento degli obiettivi prefissati
- c) Prescrizioni: che mirano al raggiungimento del livello di salvaguardia degli obiettivi prefissati dal piano, con carattere immediatamente vincolante e prevalente rispetto agli strumenti urbanistici vigenti.

A3 - Aree armentizie in ambito extraurbano: Sono le aree costituite dai tronchi armentizi che si trovano al di fuori del perimetro della orbitale del Comune di Foggia. Dette aree, in gran parte, ad eccezione di interventi puntuali, sono aree utilizzate a scopi agricoli, le stesse non hanno subito permanenti alterazioni e, là dove non sono presenti manufatti edilizi regolarmente assentiti e/o sanati, sono recuperabili.

Art. 13 – regimi di tutela aree annesse in ambito extraurbano

1. Nelle aree annesse extraurbane, così come definite all'art. 6 p.to B2 delle presenti NTA, si applicano, fatto salvo, per le aree vincolate dal PAI, il rispetto delle prescrizioni previste dalle NTA del PAI stesso, gli indirizzi di tutela di cui all'art. 2.02 e le direttive di tutela di cui all' art. 3.05 previste dal vigente P.U.T.T./P.

2. L' area annessa in tali zone è costituita da una fascia di in edificabilità assoluta pari a 70 mt. a partire dal bordo tratturale per i tratturi ed i bracci, e di **mt. 30 per i tratturelli**, salvo arretramenti maggiori prescritti dal PRG vigente e/o a seguito di piani esecutivi approvati dalla Amministrazione Comunale; comunque tali aree non possono essere minori di quelle prescritte dal Codice della Strada qualora vi sia sovrapposizione tra tratturo e viabilità pubblica.

In riferimento agli art. 2.02 e 3.05 del PUTT/P:

art. 2.02 - indirizzi di tutela

1. in riferimento agli ambiti di cui all'articolo precedente, con il rilascio dei provvedimenti, ove richiesti e con gli strumenti di pianificazione subordinati devono essere perseguiti obiettivi di salvaguardia e valorizzazione paesaggistica nel rispetto dei seguenti indirizzi di tutela:

1.1 negli ambiti di valore eccezionale "A": conservazione e valorizzazione dell'assetto attuale; recupero delle situazioni compromesse attraverso la eliminazione dei detrattori;

1.2 negli ambiti di valore rilevante "B": conservazione e valorizzazione dell'assetto attuale; recupero delle situazioni compromesse attraverso la eliminazione dei detrattori e/o la mitigazione degli effetti negativi; massima cautela negli interventi di trasformazione del territorio;

1.3 negli ambiti di valore distinguibile "C": salvaguardia e valorizzazione dell'assetto attuale se qualificato; trasformazione dell'assetto attuale, se compromesso, per ripristino e l'ulteriore qualificazione; trasformazione dell'assetto attuale che sia compatibile con la qualificazione paesaggistica;

1.4 negli ambiti di valore distinguibile “D”: valorizzazione degli aspetti rilevanti con salvaguardia delle visuali panoramiche;

1.5 negli ambiti di valore normale “E”: valorizzazione delle peculiarità del sito.

art. 3.05 - direttive di tutela

2.3 negli *ambiti territoriali estesi di valore distinguibile “C”* (dell’art.2.01), in attuazione degli indirizzi di tutela, le previsioni insediative ed i progetti delle opere di trasformazione del territorio devono mantenere l’assetto geomorfologico d’insieme e conservare l’assetto idrogeologico delle relative aree; le nuove localizzazione di attività estrattive vanno limitate ai materiali di inderogabile necessità e di difficile reperibilità;

3.3 negli *Ambiti Territoriali Estesi di valore distinguibile “ C”* (art.2.01) e di valore relativo “ D” (art.2.01), in attuazione degli indirizzi di tutela, tutti gli interventi di trasformazione fisica del territorio e/o insediativi vanno resi compatibili con: la conservazione degli elementi caratterizzanti il sistema botanico-vegetazionale, la sua ricostituzione, le attività agricole coerenti con la conservazione del suolo.



Figura 40 - Tratturello Foggia - Tressanti - Barletta

Il tratturo in oggetto (**tratturello 41 – Foggia - Tressanti - Barletta**) non è reintegrato, ai sensi dell’art 13 la fascia di rispetto di questa tipologia di tratturelli è di 30 m. Inoltre si rispetteranno le NTA del PUTT/P in riferimento alle opere di trasformazione del territorio, manterranno l’assetto geomorfologico d’insieme e l’assetto idrogeologico.

CAPITOLO 5

5. COMPATIBILITA' DEL PROGETTO RISPETTO AGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E DI PROGRAMMAZIONE

L'esame delle interazioni tra opera e strumenti di pianificazione, nel territorio interessato dall'opera in oggetto, è stato effettuato, prendendo in considerazione quanto disposto dagli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica e dai provvedimenti di tutela, a livello statale, provinciale e comunale.

Strumenti	Tipo di relazione con il progetto
LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE COMUNITARIO	
Strategia Europa 2020	COERENTE
Clean Energy Package	
LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE NAZIONALE	
Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile	COERENTE
Strategia Energetica Nazionale	COERENTE
Programma Operativo Nazionale (2014-2020)	COERENTE
Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica	COERENTE
Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra	COERENTE
LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE	
Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale Puglia (PEAR)	COERENTE
Piano Paesaggistico Territoriale Regionale	COMPATIBILITA'
Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24	COMPATIBILITA'
Piano di Bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)	COMPATIBILITA'
Piano di Tutela delle Acque (PTA) 2015-2021	COMPATIBILITA'
Piano Gestione rischio Alluvioni 2016-2021	COMPATIBILITA'
Piano di Tutela della Qualità dell'Aria (PTQA)	COMPATIBILITA'
Rete Natura 2000	COMPATIBILITA'
LIVELLO DI PROGRAMMAZIONE LOCALE	
Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale Foggia (PTCP)	COMPATIBILITA'
PUG Foggia	COMPATIBILITA'
PUMS Foggia	COMPATIBILITA'
Piano di Protezione Civile	COMPATIBILITA'
Piano comunale dei Tratturi (P.C.T.) comune di Foggia	COMPATIBILITA'

CAPITOLO 6

6. ANALISI DI CONGRUITÀ PAESAGGISTICA ED AMBIENTALE

Di seguito si riporta un elenco di eventuali motivi di sensibilità del territorio in cui è prevista la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

A. Presenza di Siti di Interesse Comunitario.

L'area non ricade all'interno di alcun Sito di Interesse Comunitario, censito dal Ministero dell'Ambiente; ai sensi delle direttive nn. 92/43/CEE e 79/409/CEE, ed inseriti nell'elenco realizzato dal Ministero dell'Ambiente,

B. Presenza di Zone a Protezione Speciale.

L'area non ricade all'interno di alcuna Zona a Protezione Speciale, censito dal Ministero dell'Ambiente; ai sensi delle direttive nn. 92/43/CEE e 79/409/CEE, inserite nell'elenco realizzato dal Ministero dell'Ambiente;

C. Presenza di zone IBA.

Il sito non ricade all'interno di alcuna zona IBA (Important Bird Area), censito dal Ministero dell'Ambiente;

D. Presenza di aree RAMSAR.

Il sito non ricade all'interno di alcuna area umida di tipo RAMSAR, censito dal Ministero dell'Ambiente;

E. Presenza di elementi fluviali.

All'interno del sito è presente un reticolo idrografico, secondo le norme si applica alla porzione di terreno a distanza planimetrica, sia in destra che in sinistra dall'asse del corso d'acqua, una fascia di rispetto di 75 m., totalmente esclusa dall'installazione delle opere d'impianto.

F. Presenza di Laghi e Pozzi per uso potabile.

Nell'intorno del sito non sono presenti Laghi, è presente una condotta idrica, una fascia di rispetto di 5 m. per lato sarà esclusa dall'installazione delle opere d'impianto;

G. Presenza di Aree di Interesse Archeologico..

Il sito non ricade all'interno di Interesse Archeologico, ai sensi del D.Lgs 42 2004 art.142, una piccola porzione del cavidotto MT ricade in aree di rispetto di siti storico culturali, come si evince dalla relazione archeologica la zona è fortemente antropizzata, e riguarda nello specifico una strada asfaltata.

H. Presenza di Aree Tutelate ai sensi del D.Lgs 42-2004 art.142

Il sito ricade all'interno di alcune Aree tutelate e tratturi con buffer di 150 m., queste zone saranno escluse dall'installazione delle opere d'impianto

I. Presenza di immobili e aree di notevole interesse pubblico.

All'interno del sito non sono presenti immobili e aree di notevole interesse pubblico censiti dal PPTR;

J. Presenza di Vincoli Paesaggistici

L'area d'impianto non ricade in aree soggette a vincolo paesaggistico, censita dalla Soprintendenza ai Beni Culturale.

K. Presenza di dissesti censiti dal Piano per l'Assetto Idrologico.

Il sito ricade all'interno di aree a pericolosità idraulica media e alta. Il progetto non risulta in contrasto con la disciplina in materia di rischio idraulico e geomorfologico del PAI, in quanto le aree di impianto risultano esterne alla perimetrazione di aree a **pericolosità idraulica alta**, dove saranno presenti solo dei cavidotti, rispettando la profondità di posa consigliata di 1,80 m., con riferimento all'art. 8 comma k sarà garantita la preventiva o contestuale realizzazione delle opere di messa in sicurezza idraulica e di tutti gli accorgimenti per garantire il non aggravio della pericolosità in altre aree.

L'analisi di congruità paesaggistica ed ambientale ribadisce l'assoluta non interferenza dell'impianto oggetto della presente trattazione con il territorio ove è prevista la sua costruzione.