



Unione Europea



REGIONE  
PUGLIA



Provincia di Taranto



Comune di Taranto



# European Green New Deal

*Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrovoltaico per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare fotovoltaica con potenza nominale di 10.003,5 kWp, in agro di Taranto, strada vicinale Nisi, foglio 278 sezione A, p.lle 518 e 520.*

**OGGETTO**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

**ELAB. AMMINISTR.**

**PROPONENTE**

**ALTA CAPITAL 10 S.R.L. Via Ettore De Sonnaz n. 19 - 10121 Torino**

**COD. PRATICA**

**PROGETTISTI**

**ESPE S.R.L.**  
Via Dell'Artigianato n. 6  
35010 Grantorto (PD)

**COLLABORATORI / CONSULENTI**

**APLUS S.R.L.**  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova (PD)

**SVILUPPO PROGETTO:**



Data	Codifica Documento	Descrizione	Revisione
02/2022	AMBdr001_SIA	Studio di impatto ambientale	00



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@applus.eco; www.applus.eco

## SOMMARIO

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>8</b>
1.1 GRUPPO DI LAVORO E ARTICOLAZIONE DEL SIA .....	9
<b>2. QUADRO DI SFONDO E PRESUPPOSTI DEL PROGETTO .....</b>	<b>12</b>
2.1 LA STRATEGIA ENERGETICA EUROPEA.....	14
2.2 LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN).....	16
2.3 PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC) .....	17
2.4 PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR).....	21
2.5 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR) .....	24
2.6 REGOLAMENTO REGIONALE 30 DICEMBRE 2010, N. 24 “LINEE GUIDA PER L'AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI IN PUGLIA” .....	26
2.7 PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI .....	27
2.7.1 Monitoraggio degli obiettivi nazionali sulle FER.....	27
2.7.2 Monitoraggio degli obiettivi regionali sulle FER (Burden sharing) .....	30
2.7.3 Obiettivi su FER per il 2030 individuati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima .....	34
<b>3. LOCALIZZAZIONE DELL'AREA DI PROGETTO.....</b>	<b>37</b>
3.1 DISTANZA DAI SITI DI RETE NATURA 2000.....	38
3.2 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI VIGENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE .....	39
3.2.1 Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia (P.P.T.R.) .....	40
3.2.2 Piano urbanistico territoriale tematico per il paesaggio ed i beni ambientali (P.U.T.T./P.) .....	56
3.2.3 Piano di coordinamento provinciale della Provincia di Taranto (P.T.C.P.).....	56
3.2.4 Piano urbanistico generale del Comune di taranto .....	56
3.3 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE AMBIENTALE.....	57
3.3.1 Piano Regionale per la qualità dell'aria (P.R.Q.A.) .....	57
3.3.2 Piano di Tutela delle Acque (P.T.A.) .....	59
3.3.3 Piano di Assetto Idrogeologico - Puglia (P.A.I.).....	60
3.3.4 Piano Faunistico Venatorio Regionale .....	62
3.4 VERIFICA DEL RISPETTO DEL QUADRO VINCOLISTICO PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CON MODULI A TERRA.....	63
3.5 SINTESI DELLE INDICAZIONI DERIVANTI DAGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E AMBIENTALE .....	65
<b>4. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO E DEL PROGETTO .....</b>	<b>66</b>
4.1 STATO ATTUALE DEI LUOGHI .....	66
4.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....	70
4.2.1 Caratteristiche tecniche dell'impianto fotovoltaico.....	70
4.2.2 Skid di trasformazione MT/BT .....	78
4.2.3 Cabina di consegna.....	78
4.2.4 Sistema di videosorveglianza e impianto antintrusione .....	78
4.2.5 Impianto di illuminazione .....	78
4.2.6 Recinzione perimetrale .....	78
4.2.7 Attività di tipo agricolo e apistico svolte presso il sito dell'impianto fotovoltaico.....	79
4.2.8 Opere di connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete MT.....	82
<b>5. DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE RAGIONEVOLI DEL PROGETTO PRESE IN     ESAME .....</b>	<b>85</b>
5.1 ALTERNATIVA ZERO .....	85
5.2 ALTERNATIVE PROGETTUALI CHE SONO STATE CONSIDERATE .....	88
5.2.1 Alternativa 1 .....	89
5.2.2 Alternativa 2 .....	89
5.2.3 Motivazioni alla base della soluzione finale di progetto.....	90

<b>6. DESCRIZIONE DELLE COMPONENTI AMBIENTALI NELL'AREA DI STUDIO.....</b>	<b>93</b>
6.1 PARAMETRI METEOROLOGICI .....	93
6.1.1 DIREZIONE PREVALENTE E INTENSITÀ DI VENTO.....	94
6.1.2 Precipitazioni .....	95
6.1.3 Temperatura .....	96
6.1.4 Radiazione Solare .....	97
6.2 QUALITÀ DELL'ARIA .....	97
6.3 AMBIENTE IDRICO.....	105
6.3.1 Stato delle acque superficiali .....	105
6.3.2 Stato delle acque sotterranee.....	107
6.4 SUOLO E SOTTOSUOLO.....	110
6.4.1 Inquadramento geologico.....	110
6.4.2 Inquadramento idrologico ed idrogeologico locale .....	112
6.5 BIODIVERSITÀ .....	115
6.6 PAESAGGIO .....	120
6.6.1 Il paesaggio urbano .....	121
6.6.2 Il paesaggio costiero.....	122
6.6.3 Il paesaggio rurale .....	126
6.7 CLIMA ACUSTICO .....	133
6.8 ELETTROMAGNETISMO .....	133
6.9 CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA .....	136
6.9.1 QUANTITÀ DI CO <sub>2</sub> EMESSA PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA .....	142
6.9.2 Distribuzione della potenza degli impianti fotovoltaici installati in Italia.....	146
<b>7. ANALISI DEI POTENZIALI IMPATTI AMBIENTALI.....</b>	<b>148</b>
7.1 FASE DI CANTIERE .....	148
7.1.1 Emissioni diffuse di polveri e di inquinanti gassosi .....	148
7.1.2 Emissioni acustiche .....	149
7.1.3 Traffico indotto .....	151
7.1.4 Produzione di terre e rocce da scavo e di rifiuti .....	151
7.1.5 Effetti su vegetazione, flora e fauna .....	152
7.2 FASE DI ESERCIZIO .....	153
7.2.1 Impatti sulla qualità dell'aria e sul clima.....	153
7.2.2 Impatti sull'ambiente idrico.....	153
7.2.3 Impatti su suolo e sottosuolo.....	154
7.2.4 Emissioni acustiche .....	155
7.2.5 Traffico veicolare indotto.....	156
7.2.6 Campi elettromagnetici .....	156
7.2.7 Impatto paesaggistico .....	159
7.2.8 Impatti su flora e fauna .....	165
7.2.9 Salute pubblica .....	166
7.3 FASE DI DISMISSIONE .....	167
7.4 VALUTAZIONE DI IMPATTI CUMULATIVI.....	168
7.4.1 Le procedure di valutazione.....	169
7.4.2 Tema I: impatto visivo cumulativo e Tema II: impatto su patrimonio culturale e identitario.....	170
7.4.3 Tema III: tutela della biodiversità e degli ecosistemi.....	171
7.4.4 Tema IV: impatto acustico cumulativo .....	172
7.4.5 Tema V: impatti cumulativi su suolo e sottosuolo .....	172
<b>8. VALUTAZIONE FINALE DEGLI IMPATTI E PROGETTO DI MONITORAGGIO .....</b>	<b>176</b>
8.1 PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE.....	180
8.1.1 Monitoraggio matrice "suolo" .....	180
8.1.2 Monitoraggio fonometrico per la verifica delle previsioni modellistiche.....	182

<b>9. CONCLUSIONI.....</b>	<b>183</b>
<b>10. PRINCIPALI FONTI BIBLIOGRAFICHE CONSULTATE.....</b>	<b>186</b>
ASPETTI GENERALI.....	186
ARIA 186	
ACQUA.....	186
ENERGIA.....	186
FAUNA.....	186
EFFETTI DEL RUMORE SULLA FAUNA SELVATICA.....	187
FLORA E VEGETAZIONE.....	187
PAESAGGIO.....	188

## INDICE FIGURE

Figura 2.1 Traiettorie della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE).....	18
Figura 2.2 Traiettorie della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE).....	19
Figura 2.3 Traiettorie della quota FER elettrica (Fonte: GSE e RSE).....	19
Figura 2.4 Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (Fonte: GSE e RSE).....	21
Figura 2.5 Quota dei consumi finali lordi di coperta da FER (Fonte: GSE).....	29
Figura 2.6 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Trasporti coperta da FER (Fonte: GSE).....	29
Figura 2.7 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER (Fonte: GSE).....	30
Figura 2.8 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Termico coperta da FER (Fonte: GSE).....	30
Figura 2.9 D.M. 11/5/2015 - Verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota % dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili. Confronto tra dati rilevati nel 2012 e nel 2018 e previsioni del D.M. 15/3/2012 "Burden sharing" per il 2018 e il 2020 (valori percentuali) (Fonte: GSE).....	33
Figura 2.10 Principali obiettivi individuati nel PNIEC su rinnovabili, efficienza, emissioni.....	34
Figura 3.1 Inquadramento territoriale su scala vasta (Fonte: Google Maps).....	37
Figura 3.2 Fotografia aerea dell'area di progetto (Fonte: Google Earth).....	38
Figura 3.3 Ubicazione dell'area di progetto rispetto ai siti di Rete Natura 2000 più limitrofi (Fonte: portale SIT Puglia).....	39
Figura 3.4. Articolazione della Regione Puglia in ambiti di paesaggio (Fonte: P.P.T.R.).....	41
Figura 3.5 Estratto della Tavola 6.1.1 - Componenti geomorfologiche (Fonte: P.P.T.R.).....	46
Figura 3.6 Estratto della Tavola 6.1.2 - Componenti idrologiche (Fonte: P.P.T.R.).....	47
Figura 3.7 Estratto della Tavola 6.2.1 - Componenti botanico-vegetazionali (Fonte: P.P.T.R.).....	48
Figura 3.8 Estratto della Tavola 6.2.2 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (Fonte: P.P.T.R.).....	49
Figura 3.9 Estratto della Tavola 6.3.1 - Componenti culturali e insediative (Fonte: P.P.T.R.).....	50
Figura 3.10 Estratto della tavola 6.3.2 Componenti dei valori percettivi (Fonte: P.P.T.R.).....	51
Figura 3.11 Stralcio del vigente P.R.G. del Comune di Taranto (Fonte: CDU rilasciato dal Comune di Taranto).....	57
Figura 3.12 Estratto cartografico della pericolosità e rischio idraulico per l'area in esame (Fonte: WebGIS dell'AdB Puglia).....	62
Figura 3.13 Individuazione su ortofoto delle aree non idonee (Fonte: SIT Puglia).....	64
Figura 4.1 Vista della Masseria Troccoli.....	67
Figura 4.2 Vista dell'area di intervento lungo la S.P. 107 in corrispondenza della Masseria Troccoli.....	67
Figura 4.3 Vista dell'area di progetto dalla S.P. 107 lungo il confine Est.....	68
Figura 4.4 Vista dell'area di progetto dal confine Nord-Est verso la Masseria Troccoli.....	68
Figura 4.5 Vista dell'area di progetto in corrispondenza dell'incrocio della S.P. 109 e della S.P. 107.....	69
Figura 4.6 Vista dell'area di progetto in prossimità della S.P. 109 verso Sud.....	69
Figura 4.7 Planimetria d'insieme riportante il layout dell'impianto fotovoltaico.....	71

Figura 4.8 Particolare della struttura di supporto dei moduli FV.....	72
Figura 4.9 Planimetria del progetto agronomico e delle mitigazioni ambientali.....	80
Figura 4.10 Vista interna al campo fotovoltaico in corrispondenza dell'area dedicata all'apicoltura .....	81
Figura 4.11 Vista interna al campo fotovoltaico in direzione della Masseria Troccoli.....	81
Figura 4.12 Vista interna al campo fotovoltaico in direzione della Masseria Troccoli.....	82
Figura 4.13 Ortofoto riportante il percorso dell'elettrodotta in cavo interrato .....	83
Figura 5.1 Alternativa 1 con sistema fisso per i moduli fotovoltaici .....	89
Figura 5.2 Alternativa 2 con inseguitori monoassiali .....	90
Figura 6.1 Localizzazione della stazione meteo di ARPA Puglia, ubicata a Capo San Vito (Taranto) .....	93
Figura 6.2 Rose dei venti annuali relative agli anni 2018, 2019 e 2020 (Fonte: ARPA Puglia) .....	95
Figura 6.3 Precipitazioni cumulate mensili relative al biennio 2019-2020 (Fonte: ARPA Puglia) .....	96
Figura 6.4 Temperature medie mensili relative al biennio 2019-2020 (Fonte: ARPA Puglia) .....	96
Figura 6.5 Mappa della radiazione solare nel 2020 (Fonte: Elaborazione a cura di RSE <a href="http://sunrise.rse-web.it/">http://sunrise.rse-web.it/</a> ) .	97
Figura 6.6 Localizzazione delle centraline regionali di qualità dell'aria nell'area di Taranto (Fonte: ARPA Puglia)....	99
Figura 6.7 Triennio 2016-2018 – Mappa dello stato/potenziale ecologico dei CIS pugliesi (Fonte: ARPA Puglia) ...	106
Figura 6.8 Triennio 2016-2018 – Mappa dello stato chimico dei CIS pugliesi (Fonte: ARPA Puglia).....	107
Figura 6.9. Rappresentazione schematica dei Corpi Idrici Sotterranei della Puglia (Fonte: <i>“Identificazione e Caratterizzazione dei corpi idrici sotterranei della Puglia ai sensi del D. Lgs. 30/2009”</i> - approvato con DGR n.1786 del 1 ottobre 2013) .....	108
Figura 6.10. Stato chimico puntuale per i Corpi Idrici Sotterranei nell'intero territorio regionale – Triennio 2016-2018 (Fonte: ARPA Puglia) .....	110
Figura 6.11. Stralcio del Foglio “Taranto” della Carta Geologica d'Italia, con indicazione dell'area in studio (Fonte: “Relazione geologica e geotecnica”).....	111
Figura 6.12. Sezione geologica schematica in corrispondenza dell'area d'interesse (Fonte: “Relazione geologica e geotecnica”) .....	112
Figura 6.13. Stralcio cartografico con indicazione dei reticoli idrografici presenti nelle vicinanze dell'area in studio (Fonte Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia) .....	113
Figura 6.14. Stralcio della Tavola 6.2 del P.T.A. con indicazione dell'area in studio (Fonte: “Relazione geologica e geotecnica”) .....	115
Figura 6.15 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.1 “NATURALITÀ” del P.P.T.R.....	118
Figura 6.16 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.2 “RICCHEZZA SPECIE DI FAUNA” del P.P.T.R. ....	118
Figura 6.17 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.3 “ECOLOGICAL GROUP” del P.P.T.R. ....	119
Figura 6.18 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.4 “LA RETE DELLA BIODIVERSITÀ” del P.P.T.R. ....	119
Figura 6.19 Comuni rientranti nell'ambito di paesaggio “Arco Jonico Tarantino” .....	121
Figura 6.20 Estratto dell'Elaborato 3.2.8 “LE MORFOTIPOLOGIE URBANE” del P.P.T.R. ....	122
Figura 6.21 Estratto dell'Elaborato 3.2.4.13.1 “I PAESAGGI COSTIERI” del P.P.T.R. ....	125
Figura 6.22 Estratto dell'Elaborato 3.2.7 “LE MORFOTIPOLOGIE RURALI” del P.P.T.R. ....	127
Figura 6.23 Estratto dell'Elaborato 3.2.7.a “LE TRASFORMAZIONI AGROFORESTALI” del P.P.T.R.....	127
Figura 6.24 Estratto dell'Elaborato 3.2.7.b “LA VALENZA ECOLOGICA DEI PAESAGGI RURALI” del P.P.T.R. ....	128
Figura 6.25 Individuazione su ortofoto dell'area di intervento e punti di ripresa .....	128
Figura 6.26 Punto di ripresa n. 1 dell'area di progetto verso Sud.....	129
Figura 6.27 Punto di ripresa n. 2 dell'area di progetto all'incrocio della S.P. 109 e della S.P. 107 verso Nord .....	129
Figura 6.28 Punto di ripresa n. 3 dell'area di progetto all'incrocio della S.P. 109 e della S.P. 107 verso Nord-Est ..	130
Figura 6.29 Punto di ripresa n. 4 dell'area di progetto lungo la S.P. 107 verso Sud-Ovest.....	130
Figura 6.30 Punto di ripresa n. 54 dell'area di progetto nelle vicinanze della Masseria Troccoli in direzione Sud-Ovest .....	131
Figura 6.31 Punto di ripresa n. 6 dell'area di progetto verso Nord .....	131
Figura 6.32 Punto di ripresa n. 7 dell'area di progetto verso Nord .....	132

Figura 6.33 Punto di ripresa n. 8 dell'area di progetto dalla zona collinare di Faggiano .....	132
Figura 6.34 Monitoraggi e post-attivazioni di campi elettromagnetici (Fonte: ARPA Puglia).....	135
Figura 6.35 Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. È riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA).....	136
Figura 6.36 Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA .....	138
Figura 6.37 Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile .....	139
Figura 6.38 Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.....	141
Figura 6.39 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA .....	141
Figura 6.40 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità .....	142
Figura 6.41 Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile (Fonte: ISPRA) .....	143
Figura 6.42 Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO <sub>2</sub> /kWh). Per il 2019 stime preliminari. ....	144
Figura 6.43 Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili.....	145
Figura 6.44 Distribuzione regionale della potenza entrata in esercizio nel 2020 (Fonte: GSE) .....	146
Figura 6.45 Distribuzione provinciale della potenza a fine 2020 (Fonte: GSE) .....	147
Figura 7.1 Ortofoto con individuazione dei punti di ripresa per le fotosimulazioni .....	161
Figura 7.2 Visuale n. 1 dell'area di progetto in prossimità della Masseria Troccoli: stato ante-operam e post-operam.....	162
Figura 7.3 Visuale n. 2 dell'area di progetto in corrispondenza dell'incrocio della S.P. 107 e S.P. 109: stato ante-operam e post-operam .....	163
Figura 7.4 Visuale n. 3 dell'area di progetto nei pressi della S.P. 109: stato ante-operam e post-operam.....	164
Figura 7.5 Componenti culturali e insediative e componenti dei valori percettivi del PPRT .....	171
Figura 7.6 Impianto in progetto (in bianco) e aerogeneratori presenti nell'area oggetto di studio (Fonte: SIT Puglia) .....	172
Figura 7.7 Impianto in progetto (in bianco) e impianti fotovoltaici presenti nell'area oggetto di studio (Fonte: SIT Puglia) .....	173
Figura 7.8 Aree non idonee e impianti fotovoltaici presenti all'interno dell'AVA .....	174
Figura 8.1 Stralcio ortofotografico con ubicazione delle maglie entro le quali sono stati posizionati i punti di carotaggio per il campionamento dei terreni in <i>fase ante-operam</i> .....	181
Figura 8.2 Planimetria con indicazione dei punti oggetto di monitoraggio fonometrico a seguito della messa in esercizio dell'impianto .....	182

## INDICE TABELLE

Tabella 1.1 Progetti assoggettati a VIA di competenza statale.....	8
Tabella 1.2 Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale rispetto ai requisiti normativi.....	10
Tabella 2.1 Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep) (Fonte: PNIEC) .....	18
Tabella 2.2 Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (Fonte: PNIEC).....	20
Tabella 2.3 Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) (Fonte: PNIEC).....	20
Tabella 2.4 - Italia - Monitoraggio obiettivo complessivo nazionale sui consumi di energia da FER (overall target). Valori calcolati applicando la metodologia di cui all'Allegato I del DM 14/1/2012 (ktep) (Fonte: GSE).....	28
Tabella 2.5 - Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili (escluso il settore trasporti) – ktep (Fonte: GSE) ...	31
Tabella 2.6 - Consumi finali lordi di energia (ktep) (Fonte: GSE) .....	32

Tabella 2.7 - Quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da FER (%) (escluso, a numeratore, il settore dei trasporti) .....	33
Tabella 2.8 - Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia - TWh .....	35
Tabella 3.1 Distanza minima dell'area di progetto rispetto ai siti Rete Natura 2000.....	39
Tabella 4.1 Caratteristiche tecniche dell'impianto fotovoltaico .....	72
Tabella 4.2 Caratteristiche del modulo fotovoltaico .....	72
Tabella 4.3 Caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico tipo JKM585M-7RL4-V.....	73
Tabella 4.4 Caratteristiche inverter tipo 1.....	74
Tabella 4.5 Caratteristiche inverter tipo 2.....	74
Tabella 5.1 Bilancio di copertura dell'energia elettrica (Miliardi di kWh) (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico) .....	85
Tabella 5.2 Target FER totale nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep) (Fonte: PNIEC).....	88
Tabella 5.3 Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh) (Fonte: PNIEC) .....	88
Tabella 5.4 Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle FER elettriche nel 2019 (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico) .....	92
Tabella 5.5 Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle FER elettriche nel 2018 (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico) .....	92
Tabella 6.1 Caratteristiche della centralina meteorologica di Capo San Vito (Taranto) .....	94
Tabella 6.2 Dati di piovosità misurati dalla stazione di Capo San Vito (Fonte: ARPA Puglia).....	96
Tabella 6.3. Valori limite per la protezione della salute umana, degli ecosistemi, della vegetazione e valori obiettivo secondo la normativa vigente (D.Lgs. 155/2010).....	98
Tabella 6.4. Elenco delle stazioni di monitoraggio dell'aria in Provincia di Taranto (Fonte: ARPA Puglia) .....	99
Tabella 6.5. Dati medi mensili PM10 Taranto ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ), 2020 (Fonte: ARPA Puglia).....	101
Tabella 6.6. Dati medi mensili PM2,5 Taranto ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ), 2020 (Fonte: ARPA Puglia).....	102
Tabella 6.7. Medie mensili di NO <sub>2</sub> ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) in Provincia di Taranto, 2020 (Fonte: ARPA Puglia).....	103
Tabella 6.8. Attuali livelli sonori misurati presso l'area di progetto (Fonte: Documento previsionale di impatto acustico) .....	133
Tabella 6.9 Dati di produzione e consumo di energia elettrica (TWh).....	137
Tabella 6.10 Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990 (TWh) .....	137
Tabella 6.11 Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh) .....	140
Tabella 6.12 Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO <sub>2</sub> ).....	142
Tabella 6.13 Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO <sub>2</sub> ).....	143
Tabella 7.1 Distanze dall'area di cantiere alle quali è rispettato il limite di emissione relativo alla classe acustica III (che si ritiene compatibile per i ricettori abitativi più prossimi) .....	150
Tabella 7.2 Mezzi operanti nel cantiere .....	151
Tabella 7.3 Stima dei volumi di scavo .....	151
Tabella 7.4 Emissioni di inquinanti in atmosfera evitate (tonnellate) .....	153
Tabella 7.5 Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi nel 2017 dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g/kWh) (Fonte: Rapporto ISPRA 2019) .....	153
Tabella 7.6. Differenza tra i livelli sonori assoluti dello stato di fatto e dello stato di progetto .....	156
Tabella 7.7. Aree non idonee che fanno parte del dominio e ricadono nell'areale da considerare .....	174
Tabella 7.8. Impianti che fanno parte del dominio e ricadono nell'areale da considerare .....	174
Tabella 8.1. Quadro sinottico delle variazioni quantitative dei principali impatti ambientali generati dal funzionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto allo stato <i>ante-operam</i> .....	178

## 1. PREMESSA

Il presente documento è redatto a corredo della documentazione necessaria all'avvio del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (di seguito "VIA") di competenza statale di cui all'art. 25 del D. Lgs. 152/2006 (come modificato con la Legge 29 luglio 2021, n. 108, che ha convertito, con talune modificazioni, il Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77, noto con il nome di 'Decreto Semplificazioni bis', recante "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure") per il progetto di costruzione ed esercizio di un impianto fotovoltaico a inseguimento solare monoassiale di potenza nominale complessiva, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici, pari a 10.003,5 kWp, con attività di tipo agricolo e apistico, in Comune di Taranto (TA).

Dal punto di vista urbanistico l'area di progetto è classificata, dal vigente strumento urbanistico comunale, come zona agricola.

Il progetto è riconducibile alle tipologie di impianti elencate nell'Allegato II alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., secondo quanto indicato nella sottostante tabella, e deve essere obbligatoriamente sottoposto a VIA di competenza statale.

Tabella 1.1 Progetti assoggettati a VIA di competenza statale

Rif. normativo	Tipologie di impianti sottoposti a VIA
Allegato II alla Parte 2 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.	<p>2) Installazioni relative a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW;</li> <li>- centrali per la produzione dell'energia idroelettrica con potenza di concessione superiore a 30 MW incluse le dighe ed invasi direttamente asserviti;</li> <li>- impianti per l'estrazione dell'amianto, nonché per il trattamento e la trasformazione dell'amianto e dei prodotti contenenti amianto;</li> <li>- centrali nucleari e altri reattori nucleari, compreso lo smantellamento e lo smontaggio di tali centrali e reattori (esclusi gli impianti di ricerca per la produzione delle materie fissili e fertili, la cui potenza massima non supera 1 kW di durata permanente termica);</li> <li>- impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW;</li> <li>- impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW;</li> <li>- <b>impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021)</b></li> </ul>

Le caratteristiche dell'intervento hanno imposto un particolare studio e approfondimento rispetto alla definizione di efficaci accorgimenti progettuali atti a favorire l'integrazione delle opere nel sistema paesaggistico e ambientale di riferimento. È palese, peraltro, come tali scelte debbano essere opportunamente valutate, ed eventualmente affinate, di concerto con gli Enti competenti nell'ambito di uno specifico processo autorizzativo che sia il più possibile trasparente e che si esaurisca in tempi predefiniti.

La presente relazione costituisce lo Studio di Impatto Ambientale (di seguito “SIA”) e viene depositata insieme agli elaborati progettuali al fine di espletare la procedura di VIA, in capo al Ministero della Transizione Ecologica, ai sensi dell’art. 25 del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

## 1.1 GRUPPO DI LAVORO E ARTICOLAZIONE DEL SIA

In considerazione del carattere multidisciplinare della VIA, il presente Studio di impatto Ambientale è stato redatto dalla società Aplus S.r.l. facendo riferimento a un gruppo di professionisti ed esperti in varie discipline, la cui composizione è indicata nel seguente prospetto:

Figure tecniche coinvolte	Società	Ruolo
P.i. Maurizio Zanchin	ESPE S.r.l.	Progettazione impianto fotovoltaico
Ing. Alberto Rigoni	Rigoni Lab	Progettazione opere di connessione di rete
Ing. Amb. Roberta Gadia Dott. Stefano Cadamuro	Aplus S.r.l.	Studio di impatto ambientale Valutazione in merito alle possibili interferenze su Rete Natura 2000 Studio di inserimento territoriale e paesaggistico
Dott. Agr. Vincenzo Leronna	-	Relazione agronomica
Dott. Geol. Marco Costa	-	Relazione geologica e geotecnica Indagine preliminare ambientale Piano preliminare di utilizzo Relazione tecnica di compatibilità idraulica
Ing. Giovanni Cicerone (Tecnico Competente in Acustica)	TETRALAB S.r.l.	Valutazione previsionale di impatto acustico

Il SIA è articolato in tre quadri di riferimento (programmatico, progettuale ed ambientale) ed è corredato da relazioni specialistiche di approfondimento dei principali aspetti ambientali nonché dagli allegati grafici descrittivi dei diversi quadri. Completano lo studio una Sintesi non tecnica destinata alla consultazione da parte del pubblico ed il Progetto di monitoraggio delle componenti ambientali.

A valle della disamina del quadro ambientale di riferimento, il SIA approfondisce l’analisi sulla ricerca degli accorgimenti progettuali finalizzati alla mitigazione dei potenziali impatti negativi che l’intervento in esame può determinare.

L’analisi del contesto ambientale di inserimento del progetto è stata sviluppata attraverso la consultazione di numerose fonti informative, precisate in dettaglio in bibliografia, e l’esecuzione di specifiche campagne di rilevamento diretto. Il SIA ha fatto esplicito riferimento, inoltre, alle relazioni tecniche e specialistiche nonché agli elaborati grafici allegati al progetto dell’impianto.

L'illustrazione dei presupposti dell'opera, con particolare riferimento alle politiche in materia di energia, è stata condotta sulla base delle analisi contenute negli strumenti di pianificazione europea, nazionale e regionale.

Avuto riguardo delle indicazioni operative esplicitate all'art. 22 e all'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., il SIA è stato articolato secondo i contenuti indicati in Tabella 1.2.

Tabella 1.2 Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale rispetto ai requisiti normativi

Allegato VII alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.	Riferimento a paragrafo del SIA
<b>1. Descrizione del progetto</b>	
a) descrizione dell'ubicazione del progetto, anche in riferimento alle tutele e ai vincoli presenti;	Cap. 3
b) una descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto, compresi, ove pertinenti, i lavori di demolizione necessari, nonché delle esigenze di utilizzo del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;	§ 4.2
c) una descrizione delle principali caratteristiche della fase di funzionamento del progetto e, in particolare dell'eventuale processo produttivo, con l'indicazione, a titolo esemplificativo e non esaustivo, del fabbisogno e del consumo di energia, della natura e delle quantità dei materiali e delle risorse naturali impiegate (quali acqua, territorio, suolo e biodiversità);	
d) una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti, quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, inquinamento dell'acqua, dell'aria, del suolo e del sottosuolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, e della quantità e della tipologia di rifiuti prodotti durante le fasi di costruzione e di funzionamento;	
e) la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili.	
<b>2. Descrizione delle principali alternative ragionevoli del progetto prese in esame dal proponente, compresa l'alternativa zero, adeguate al progetto proposto e alle sue caratteristiche specifiche, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale, e la motivazione della scelta progettuale, sotto il profilo dell'impatto ambientale, con una descrizione delle alternative prese in esame e loro comparazione con il progetto presentato.</b>	Cap. 5
<b>3. La descrizione degli aspetti pertinenti dello stato attuale dell'ambiente (scenario di base) e una descrizione generale della sua probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto, nella misura in cui i cambiamenti naturali rispetto allo scenario di base possano essere valutati con uno sforzo ragionevole in funzione della disponibilità di informazioni ambientali e conoscenze scientifiche.</b>	
<b>4. Una descrizione dei fattori specificati all'articolo 5, comma 1, lettera c), del presente decreto potenzialmente soggetti a impatti ambientali dal progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, salute umana, biodiversità (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, fauna e flora), al territorio (quale, a titolo esemplificativo e non esaustivo, sottrazione del territorio), al suolo (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, erosione, diminuzione di materia organica, compattazione, impermeabilizzazione), all'acqua (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, modificazioni idromorfologiche, quantità e qualità), all'aria, ai fattori climatici (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, emissioni di gas a effetto serra, gli impatti rilevanti per l'adattamento), ai beni materiali, al patrimonio culturale, al patrimonio agroalimentare, al paesaggio, nonché all'interazione tra questi vari fattori.</b>	§ 4.1, Cap. 6

Allegato VII alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.	Riferimento a paragrafo del SIA
<b>5. Una descrizione dei probabili impatti ambientali rilevanti del progetto proposto, dovuti, tra l'altro:</b>	
a) alla costruzione e all'esercizio del progetto, inclusi, ove pertinenti, i lavori di demolizione;	Cap. 7
b) all'utilizzazione delle risorse naturali, in particolare del territorio, del suolo, delle risorse idriche e della biodiversità, tenendo conto, per quanto possibile, della disponibilità sostenibile di tali risorse;	
c) all'emissione di inquinanti, rumori, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;	
d) ai rischi per la salute umana, il patrimonio culturale, il paesaggio o l'ambiente (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, in caso di incidenti o di calamità);	
e) al cumulo con gli effetti derivanti da altri progetti esistenti e/o approvati, tenendo conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all'uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli effetti derivanti dal progetto;	
f) all'impatto del progetto sul clima (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, natura ed entità delle emissioni di gas a effetto serra) e alla vulnerabilità del progetto al cambiamento climatico;	
g) alle tecnologie e alle sostanze utilizzate.	
<b>6. La descrizione da parte del proponente dei metodi di previsione utilizzati per individuare e valutare gli impatti ambientali significativi del progetto, incluse informazioni dettagliate sulle difficoltà incontrate nel raccogliere i dati richiesti (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, carenze tecniche o mancanza di conoscenze) nonché sulle principali incertezze riscontrate.</b>	Cap. 7
<b>7. Una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire, ridurre o, se possibile, compensare gli impatti ambientali significativi e negativi identificati del progetto e, ove pertinenti, delle eventuali disposizioni di monitoraggio.</b>	Cap. 8
<b>8. La descrizione degli elementi e dei beni culturali e paesaggistici eventualmente presenti, nonché dell'impatto del progetto su di essi, delle trasformazioni proposte e delle misure di mitigazione e compensazione eventualmente necessarie.</b>	§ 6.6, 7.2.7
<b>9. Una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione.</b>	-
<b>10. Un riassunto non tecnico delle informazioni trasmesse sulla base dei punti precedenti.</b>	v. Sintesi non tecnica
<b>11. Un elenco di riferimenti che specifichi le fonti utilizzate per le descrizioni e le valutazioni incluse nello Studio di Impatto Ambientale.</b>	Cap. 10
<b>12. Un sommario delle eventuali difficoltà, quali lacune tecniche o mancanza di conoscenze, incontrate dal proponente nella raccolta dei dati richiesti e nella previsione degli impatti di cui al punto 5.</b>	-

## 2. QUADRO DI SFONDO E PRESUPPOSTI DEL PROGETTO

Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, l'Unione europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia. Percorso confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP21 ha adottato l'Accordo di Parigi. L'Accordo stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5°C, rispetto ai livelli preindustriali.

L'Italia ha firmato l'accordo il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016. L'Accordo, che è entrato in vigore il 4 Novembre 2016, è stato ratificato, alla data di stesura del presente documento, da 184 delle 197 Parti della Convenzione Quadro.

A livello comunitario, con il Consiglio europeo di marzo 2007 per la prima volta è stato previsto un approccio integrato tra politiche energetiche e per la lotta ai cambiamenti climatici, con il Pacchetto Clima-Energia 2020. Gli obiettivi del Pacchetto, alcuni dei quali vincolanti, sono stati recepiti nelle legislazioni nazionali degli Stati membri a partire dal 2009. Tra gli obiettivi vincolanti, l'Italia ha un target di riduzione delle emissioni di gas serra per i settori non regolati dalla Direttiva ETS del 13% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005. Per quanto riguarda la promozione delle fonti di energia rinnovabile l'Italia ha l'obiettivo di raggiungere nel 2020 una quota pari al 17% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia e un sotto-obiettivo pari al 10% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti.

Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia (ovvero la grandezza introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target UE sulle FER) in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep e quelli di energia da FER intorno a 22 Mtep: la quota dei consumi coperta da FER si attesta dunque al 18,3%, valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2017 il 35% circa della produzione lorda nazionale proviene da FER; la fonte rinnovabile che nel 2017 ha fornito il contributo più importante alla produzione elettrica effettiva è quella idraulica (35% della produzione elettrica complessiva da FER), seguita dalla fonte solare (23%), dalle bioenergie (19%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (6%).

Nel settore termico proviene da fonti rinnovabili poco meno del 20% dei consumi energetici complessivi. In particolare, nel 2017 sono stati consumati circa 11,2 Mtep di energia da FER, di cui circa 10,3 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,9 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). La fonte rinnovabile più utilizzata nel 2017 per i consumi termici è la biomassa solida (circa 7,9 Mtep), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2,65 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi dei bioliquidi, del biogas, della fonte geotermica e di quella solare. Per quanto riguarda il settore trasporti, nel 2017 sono stati immessi in consumo circa 1,2 mln di tonnellate di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1,06 Mtep), in larga parte costituiti da biodiesel.



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@aplustec.com www.aplustec.com

I consumi finali di energia (esclusi gli usi non energetici) nel 2016 sono stati pari a 115,9 Mtep (fonte bilanci energetici Eurostat), in lieve diminuzione rispetto al 2015 (-0,3%). Il settore trasporti ha ribadito il calo degli ultimi anni, assestandosi su un consumo di 39,1 Mtep (-1,1%); il consumo del settore residenziale è stato pari a 32,2 Mtep (-1,0% rispetto al 2015). In controtendenza, invece, i settori servizi e industria, che hanno registrato incrementi dei consumi pari rispettivamente a +0,3% e +1,4%, determinati principalmente dalla dinamica dell'attività economica. Nel 2016 l'intensità energetica primaria dell'Italia è stata pari a 107,8 tep/mIn€2005; il calo rispetto al 2015 (-1,8%) è determinato dalla riduzione dei consumi primari a fronte della crescita del PIL; in generale, nel 2016 l'Italia ha mostrato una riduzione dell'intensità energetica tra le più importanti dell'Unione europea.

La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (pari al 77,7%) ma più bassa di circa 5 punti percentuali rispetto al 2010. Nel 2017 riprende a crescere, dopo un decennio di riduzione quasi continua, la domanda di energia primaria (+1,5% rispetto al 2016); questa è soddisfatta sempre meno dal petrolio (che comunque rappresenta un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 6,1%) e dall'energia elettrica importata (al 4,9%). Cresce invece il contributo del gas (al 36,2%) e si conferma quello delle fonti rinnovabili (pari a poco meno di un quinto).

Il cammino dell'Italia verso la sostenibilità oltre il 2020 seguirà il solco tracciato dalla Strategia per un'Unione dell'energia - basata sulle cinque dimensioni: decarbonizzazione (incluse le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca, innovazione e competitività - e dal nuovo Quadro per l'energia e il clima 2030 approvato dal Consiglio europeo nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 e successivi provvedimenti attuativi.

Alla luce del contesto, in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di obiettivi, politiche e misure coerenti con il quadro europeo e funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia.

Con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 è stata adottata la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN). Nel 2019, la nuova presidentessa della Commissione europea ha posto sfide ambiziose per il prossimo futuro dell'UE. In particolare, ha indicato come tratto distintivo del suo mandato un *"Green New Deal Europeo"*, ossia il ripensamento degli attuali paradigmi economici e dei modelli comportamentali, per un'Europa sostenibile per le future generazioni, che punti a divenire leader mondiale nell'economia circolare e nelle tecnologie pulite.

Il Governo italiano condivide questo approccio avviando a sua volta un *"Green New Deal"*, inteso come patto verde con le imprese e i cittadini, che consideri l'ambiente come motore economico del Paese, orientando il sistema produttivo nazionale in direzione della sostenibilità. Dando seguito agli intenti del *"Green New Deal"*, la nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2019 (naDEF2019) prevede incentivi e agevolazioni che perseguiranno l'obiettivo di proteggere l'ambiente e favorire la crescita e l'economia circolare. In primo luogo, nella Legge di Bilancio 2020 sono stati introdotti due nuovi

fondi di investimento, assegnati a Stato ed Enti territoriali. Le risorse saranno destinate ad attivare progetti di rigenerazione urbana, di riconversione energetica e di incentivo all'utilizzo di fonti rinnovabili. Per il triennio 2019-2021 sono previste forme di incentivo per la valorizzazione edilizia, attraverso l'applicazione dell'imposta di registro e delle imposte ipotecaria e catastale in misura agevolata sui trasferimenti di edifici a favore di imprese di costruzione o di ristrutturazione immobiliare che realizzino interventi di riqualificazione energetica e procedano successivamente alla loro alienazione. Per rilanciare gli investimenti degli Enti territoriali, a partire dall'anno 2020, è stato costituito un fondo da destinare ai Comuni per interventi di efficientamento energetico, sviluppo territoriale sostenibile e messa in sicurezza di infrastrutture ed edifici pubblici.

Vari sono i documenti di rilievo a livello europeo e nazionale: di seguito se ne citano i principali ai fini del presente studio.

## 2.1 LA STRATEGIA ENERGETICA EUROPEA

Le politiche europee in materia di energia perseguono due principali obiettivi: quello della progressiva decarbonizzazione dell'economia e quello della piena realizzazione di un mercato unico.

Con specifico riguardo alle problematiche di maggiore interesse per il presente Studio, si evidenzia come negli ultimi anni l'Unione Europea abbia deciso di assumere un ruolo di *leadership* mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Il primo fondamentale passo in tale direzione è stato la definizione di obiettivi ambiziosi già al 2020.

Nel 2008, l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (cosiddetto "Pacchetto 20-20-20"), con i seguenti obiettivi energetici e climatici al 2020:

- un impegno unilaterale dell'UE a ridurre di almeno il 20% entro il 2020 le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050;
- un obiettivo vincolante per l'UE di contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti;
- una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica.

Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva efficienza energetica approvata in via definitiva nel mese di ottobre 2012.

In una prospettiva di progressiva riduzione delle emissioni climalteranti, il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato i nuovi obiettivi clima energia al 2030, di seguito richiamati:

- riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel territorio UE rispetto al 1990;
- quota dei consumi finali di energia coperti da fonti rinnovabili pari al 27%, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- riduzione del 27% dei consumi finali di energia per efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Negli auspici del Consiglio d'Europa, un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuterà a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

Il quadro delineato al 2030 contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

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

Lo stesso, inoltre, apporta anche benefici sul piano dell'ambiente e della salute, ad esempio riducendo l'inquinamento atmosferico.

L'Italia ha stabilito i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 attraverso la predisposizione della *Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima*; relativamente all'energia rinnovabile, di particolare interesse per il presente studio, la Proposta di Piano fissa un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. In particolare, si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 21,6% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Nell'ambito dell'Unione Europea, inoltre, si è da alcuni anni iniziato a discutere su scenari e obiettivi per orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, ben oltre il 2020. Nello studio denominato *Energy Roadmap 2050* si prevede, infatti, una riduzione delle emissioni di gas serra del 80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, guardando anche con attenzione all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*), e prevedendo un ruolo fondamentale per il gas durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio nella fase intermedia, almeno fino al 2030÷2035. I principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- un aumento della spesa per investimenti e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile;
- un incremento dell'importanza dell'energia elettrica, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione nei trasporti e nel riscaldamento;
- un ruolo cruciale affidato all'efficienza energetica, che potrà raggiungere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005;
- un incremento sostanziale delle fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici);
- un incremento delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

Nel frattempo, i principali Paesi europei si stanno muovendo verso l'adozione di obiettivi di strategia energetica in linea con quelli comunitari. Ne sono esempio le strategie energetiche di Germania, Regno Unito e Danimarca.

La Germania, con la "Energiewende", si propone: una produzione da rinnovabili pari al 18% dei consumi finali al 2020, per arrivare fino al 60% al 2050 (con obiettivo di sviluppo rinnovabili nel settore elettrico pari al 35% al 2020, e fino all'80% al 2050); una riduzione dei consumi primari al 2020 del 20% rispetto ai valori del 2008 (in particolare, è attesa una riduzione dei consumi elettrici del 10% al 2020), per arrivare fino al 50% nel 2050; il progressivo phase-out delle centrali nucleari entro il 2022.

Il Governo del Regno Unito ("*Enabling the transition to a Green Economy*") ha attivato una serie di strumenti di policy a supporto della transizione verso la green economy. Tra gli obiettivi del Governo inglese al 2020, vi è la riduzione delle emissioni di gas serra del 34% e la produzione del 15% dell'energia tramite fonti rinnovabili.

La Danimarca, con la "Strategia Energetica 2050", si propone un orientamento di lungo periodo flessibile, che punta a rendere il Paese indipendente dai combustibili fossili entro il 2050, fissando come punti chiave del percorso al 2020: la produzione da rinnovabili al 30% dei consumi finali e la riduzione dei consumi primari del 4% rispetto ai valori del 2006.

## 2.2 LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)

L'attuale documento programmatico *Strategia Energetica Nazionale (SEN)* è stato approvato in data 10 novembre 2017 con l'adozione di specifico decreto interministeriale del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Far fronte alle conseguenze relative al cambiamento climatico, assicurare la competitività del sistema produttivo e garantire la sicurezza e l'accessibilità energetica a tutti i cittadini sono le problematiche che segneranno l'Italia e l'Europa nel lungo-lunghissimo periodo (fino al 2050), e che richiederanno una trasformazione radicale del sistema energetico e del funzionamento della società.

Coerentemente con queste necessità, la SEN si incentra su tre obiettivi principali:

- **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. Tale obiettivo richiede interventi per ridurre i differenziali di prezzo per tutti i consumatori, il completamento dei processi di liberalizzazione e strumenti per tutelare la competitività dei settori industriali energivori, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.
- **raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali** e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21. Rinnovabili ed efficienza contribuiscono non soltanto alla tutela dell'ambiente ma anche alla sicurezza – riducendo la dipendenza del sistema energetico - e all'economicità, favorendo la riduzione dei costi e della spesa.
- continuare a **migliorare la sicurezza** di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, in maniera tale da:

- integrare quantità crescenti di rinnovabili elettriche, anche distribuite, e nuovi player, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni smart, flessibili e resilienti;
- gestire la variabilità dei flussi e le punte di domanda gas e diversificare le fonti e le rotte di approvvigionamento;
- aumentare l'efficienza della spesa energetica grazie all'innovazione tecnologica.

Con riferimento allo sviluppo delle fonti rinnovabili, il documento di SEN rileva come ad oggi l'Italia abbia già raggiunto gli obiettivi rinnovabili 2020, con una penetrazione di 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto ad un target al 2020 del 17%. Conseguentemente la SEN ritiene ambizioso, ma perseguibile, un obiettivo del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030; obiettivo che è così declinato, ottimizzando gli interventi e gli investimenti per poter agire in modo sinergico e coordinato su tutti i settori considerati:

- rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015,
- rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015,
- rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

In relazione al ruolo delle rinnovabili, il documento fissa al 2025 il "phase out" del carbone, ossia la dismissione graduale, e traccia sommariamente la strada verso una decarbonizzazione totale del paese: l'Italia dovrà tagliare le sue emissioni del 39% al 2030, e del 63% al 2050, rispetto ai livelli del 1990. Le rinnovabili avranno il loro spazio, soprattutto eolico e fotovoltaico. Aumenterà anche l'efficienza energetica puntando ad una riduzione dei consumi finali di energia nel periodo 2021/2030 pari all'1,5% annuo dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018. L'efficienza, assieme alle FER, sarà un elemento fondamentale per ridurre la dipendenza dall'estero. L'obiettivo, riportato nella strategia energetica nazionale, è riuscire a portare la quota di fabbisogno energetico coperta dalle importazioni dal 75% attuale al 64%.

La SEN 2030 prevede un investimento complessivo di 175 miliardi di euro: di questi 30 miliardi saranno destinati a reti ed infrastrutture, 35 andranno alle fonti rinnovabili e il resto servirà a sostenere l'efficienza energetica, in particolar modo nel settore residenziale e in quello dei trasporti.

## **2.3 PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC)**

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il *Green New Deal* previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il PNIEC è stato inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di confronto tra le istituzioni coinvolte, i cittadini e tutti gli stakeholder.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e

mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Per quanto concerne l'energia rinnovabile, 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.

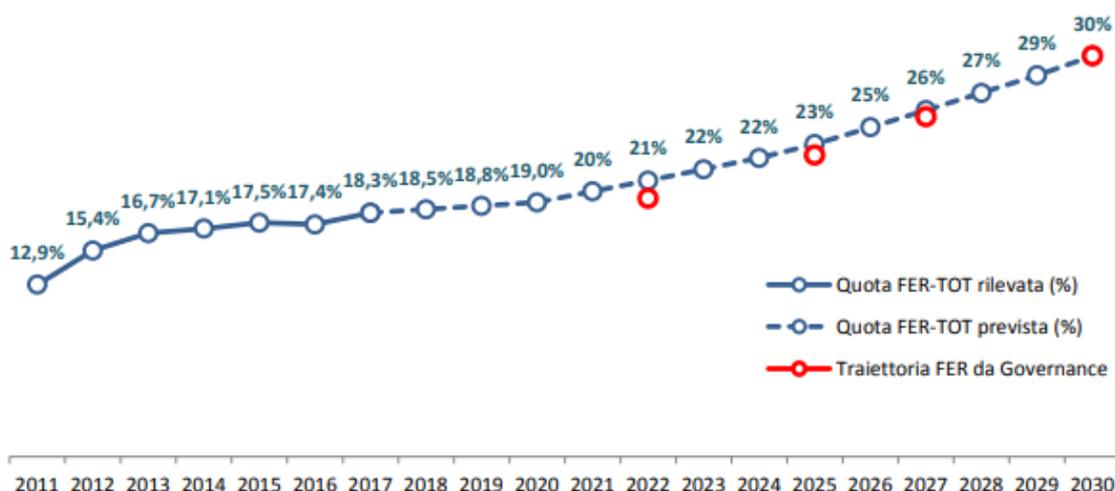


Figura 2.1 Traiettoria della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE)

Tabella 2.1 Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep) (Fonte: PNIEC)

	2016	2017	2025	2030
<b>Numeratore</b>	<b>21.081</b>	<b>22.000</b>	<b>27.168</b>	<b>33.428</b>
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
<b>Denominatore - Consumi finali lordi complessivi</b>	<b>121.153</b>	<b>120.435</b>	<b>116.064</b>	<b>111.359</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,3%</b>	<b>23,4%</b>	<b>30,0%</b>

Nota: La ripartizione del numeratore tra i settori, riportata in tabella, è indicativa.

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).

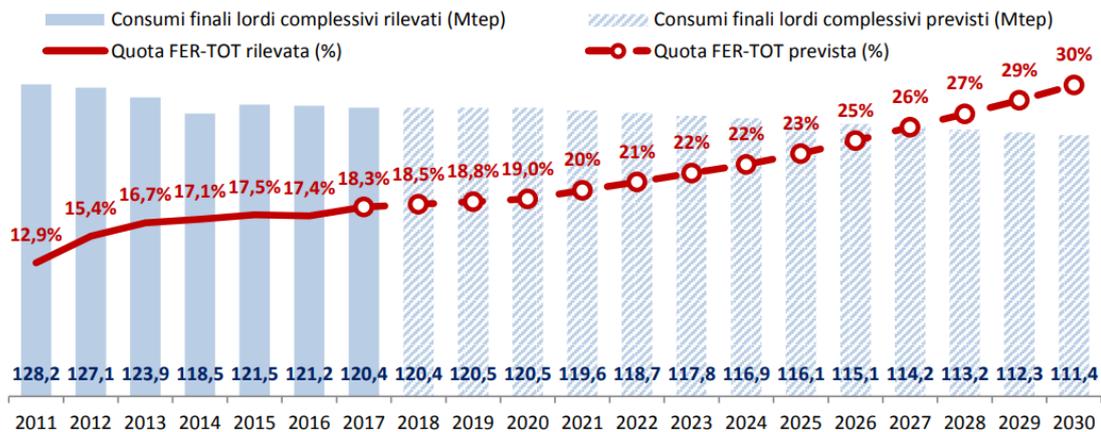


Figura 2.2 Traiettoria della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE)

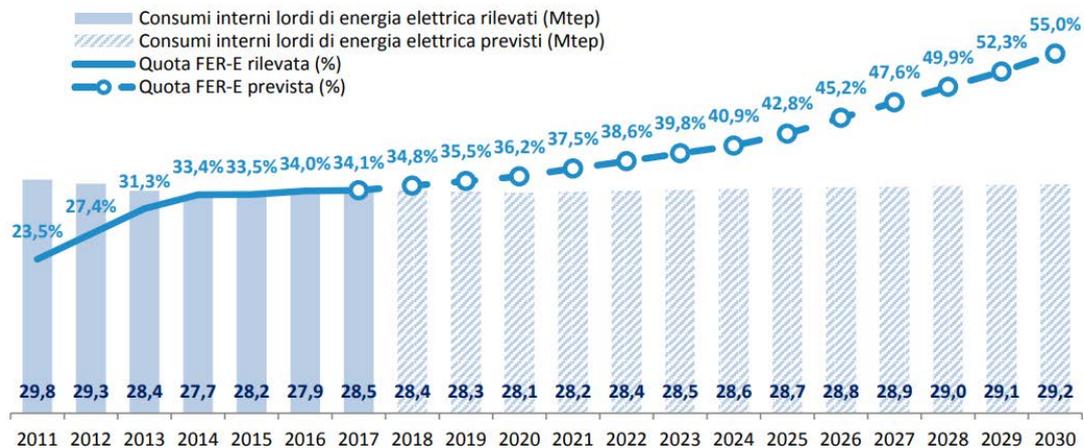


Figura 2.3 Traiettoria della quota FER elettrica (Fonte: GSE e RSE)

Secondo gli obiettivi del Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di *phase out* della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Infatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo.

Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi. In tale prospettiva vanno favorite le realizzazioni in aree già artificiali (con riferimento alla classificazione SNPA), siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale.

Per quanto riguarda le altre fonti è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita fino a fine incentivo. Nel caso del grande idroelettrico, è indubbio che si tratta di una risorsa in larga parte già sfruttata ma di grande livello strategico nella politica al 2030 e nel lungo periodo al 2050, di cui occorrerà preservare e incrementare la produzione.

Tabella 2.2 Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (Fonte: PNIEC)

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
<b>Totale</b>	<b>52.258</b>	<b>53.259</b>	<b>68.130</b>	<b>95.210</b>

Tabella 2.3 Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) (Fonte: PNIEC)

	2016	2017	2025	2030
<b>Produzione rinnovabile</b>	<b>110,5</b>	<b>113,1</b>	<b>142,9</b>	<b>186,8</b>
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
<b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b>	<b>325,0</b>	<b>331,8</b>	<b>334</b>	<b>339,5</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>34,0%</b>	<b>34,1%</b>	<b>42,6%</b>	<b>55,0%</b>

\* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

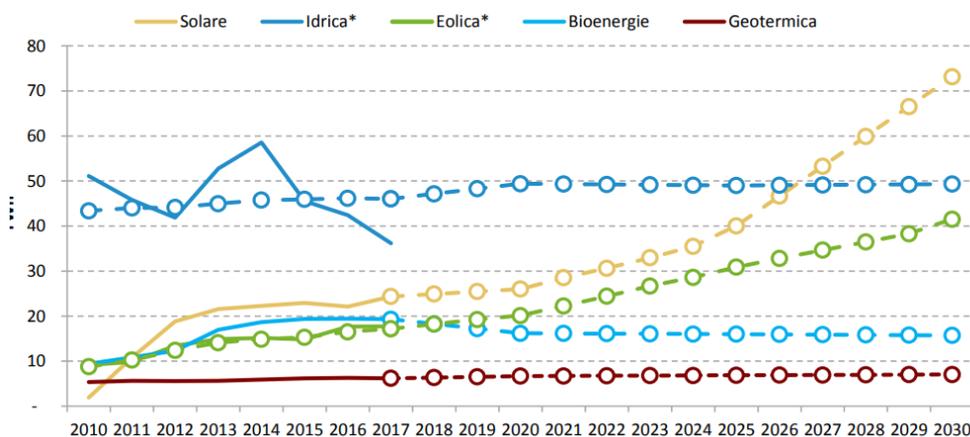


Figura 2.4 Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (Fonte: GSE e RSE)

## 2.4 PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR)

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU), il pacchetto da 750 miliardi di euro, costituito per circa la metà da sovvenzioni, concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (Recovery and Resilience Facility, RRF), che ha una durata di sei anni, dal 2021 al 2026.

Il NGEU intende promuovere una robusta ripresa dell'economia europea all'insegna della transizione ecologica, della digitalizzazione, della competitività, della formazione e dell'inclusione sociale, territoriale e di genere. Il Regolamento RRF enuncia le sei grandi aree di intervento (pilastri) sui quali i PNRR si dovranno focalizzare<sup>1</sup>:

- transizione verde,
- trasformazione digitale,
- crescita intelligente, sostenibile e inclusiva,
- coesione sociale e territoriale,
- salute e resilienza economica, sociale e istituzionale,
- politiche per le nuove generazioni, l'infanzia e i giovani.

Il pilastro della transizione verde discende direttamente dallo European Green Deal e dal doppio obiettivo dell'Ue di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto allo scenario del 1990 entro il 2030. Il regolamento del NGEU prevede che un minimo del 37% della spesa per investimenti e riforme programmata nei PNRR debba sostenere gli obiettivi climatici. Inoltre, tutti gli investimenti e le riforme previste da tali piani devono rispettare il principio del "non arrecare danni significativi" all'ambiente.

<sup>1</sup> Regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021 che istituisce il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza, Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 18.2.2021.

Gli Stati membri devono illustrare come i loro Piani contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi climatici, ambientali ed energetici adottati dall'Unione. Devono anche specificare l'impatto delle riforme e degli investimenti sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, la quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili, l'efficienza energetica, l'integrazione del sistema energetico, le nuove tecnologie energetiche pulite e l'interconnessione elettrica. Il Piano deve contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello UE anche attraverso l'uso delle tecnologie digitali più avanzate, la protezione delle risorse idriche e marine, la transizione verso un'economia circolare, la riduzione e il riciclaggio dei rifiuti, la prevenzione dell'inquinamento e la protezione e il ripristino di ecosistemi sani. Questi ultimi comprendono le foreste, le zone umide, le torbiere e le aree costiere, e la piantumazione di alberi e il rinverdimento delle aree urbane.

Lo sforzo di rilancio dell'Italia delineato dal presente Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociale.

La transizione ecologica, come indicato dall'Agenda 2030 dell'ONU e dai nuovi obiettivi europei per il 2030, è alla base del nuovo modello di sviluppo italiano ed europeo. Intervenire per ridurre le emissioni inquinanti, prevenire e contrastare il dissesto del territorio, minimizzare l'impatto delle attività produttive sull'ambiente è necessario per migliorare la qualità della vita e la sicurezza ambientale, oltre che per lasciare un Paese più verde e una economia più sostenibile alle generazioni future. Anche la transizione ecologica può costituire un importante fattore per accrescere la competitività del nostro sistema produttivo, incentivare l'avvio di attività imprenditoriali nuove e ad alto valore aggiunto e favorire la creazione di occupazione stabile.

L'Italia è particolarmente esposta ai cambiamenti climatici e deve accelerare il percorso verso la neutralità climatica nel 2050 e verso una maggiore sostenibilità ambientale. Ci sono già stati alcuni progressi significativi: tra il 2005 e il 2019, le emissioni di gas serra dell'Italia sono diminuite del 19%. Ad oggi, le emissioni pro capite di gas climalteranti, espresse in tonnellate equivalenti, sono inferiori alla media UE. Tuttavia, il nostro Paese presenta ancora notevoli ritardi e vulnerabilità. Per quanto riguarda i trasporti, l'Italia ha il numero di autovetture ogni mille abitanti più alto tra i principali Paesi europei e una delle flotte di autoveicoli più vecchie dell'Europa occidentale. Nel 2018 i veicoli altamente inquinanti erano pari al 45% della flotta totale e al 59% del trasporto pubblico.

La quota su rotaia del trasporto totale delle merci è inferiore alla media UE. Nel 2019, in Italia era l'11,9%, contro il 17,6%. L'estensione della rete ferroviaria in rapporto alla popolazione è la più bassa tra i principali Paesi europei. Pertanto, l'aumento dell'uso della ferrovia – a fini privati e commerciali – e una maggiore integrazione dei diversi modi di trasporto possono contribuire alla decarbonizzazione e all'aumento della competitività del Mezzogiorno.

La Commissione europea ha aperto tre procedure di infrazione per l'inquinamento atmosferico contro l'Italia per particolato e ossidi di azoto. Nel 2017, 31 aree in 11 regioni italiane hanno superato i valori limite giornalieri di particolato PM10. L'inquinamento nelle aree urbane rimane elevato e il 3,3% della popolazione italiana vive in aree in cui i limiti europei di inquinamento sono superati. In un'analisi europea sulla maggiore mortalità causata dall'esposizione a polveri sottili e biossido di azoto, tra le prime 30

posizioni ci sono 19 città del Nord Italia, con Brescia e Bergamo ai vertici della classifica<sup>2</sup>. L'inquinamento del suolo e delle acque è molto elevato, soprattutto nella Pianura Padana. La Pianura Padana è anche una delle zone più critiche per la presenza di ossidi di azoto e ammoniaca in atmosfera a causa delle intense emissioni di diverse attività antropiche, comprese quelle agricole<sup>3</sup>.

Per quanto riguarda l'economia circolare, l'Italia si posiziona al di sopra della media UE per gli investimenti nel settore e per la produttività delle risorse. Il tasso di utilizzo di materiale circolare in Italia si è attestato al 17,7% nel 2017 e il tasso di riciclaggio dei rifiuti urbani al 49,8%, entrambi al di sopra della media dell'UE. Tuttavia, significative disparità regionali e la mancanza di una strategia nazionale per l'economia circolare suggeriscono l'esistenza di ampi margini di miglioramento.

Gli investimenti nelle infrastrutture idriche sono stati insufficienti per anni e causano oggi rischi elevati e persistenti di scarsità e siccità. La frammentazione dei diversi attori e livelli istituzionali rappresenta un ostacolo agli investimenti. 895 agglomerati hanno violato le direttive UE, con multe ad oggi pagate da 68 di loro. L'Italia è inoltre particolarmente vulnerabile agli eventi idrogeologici e all'attività sismica. Oltre il 90% dei comuni italiani è ad alto rischio di frane e inondazioni, pari a circa 50.000 km<sup>2</sup> del territorio italiano. Il nostro Paese ha un patrimonio unico da proteggere: un ecosistema naturale e culturale di valore inestimabile, che rappresenta un elemento distintivo dello sviluppo economico presente e futuro. L'Italia ha avviato la transizione e ha lanciato numerose misure che hanno stimolato investimenti importanti. Le politiche a favore dello sviluppo delle fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica hanno consentito all'Italia di essere uno dei pochi paesi in Europa (insieme a Finlandia, Grecia, Croazia e Lettonia) ad aver superato entrambi i target 2020 in materia. La penetrazione delle energie rinnovabili si è attestata nel 2019 al 18,2%, contro un target europeo del 17%. Inoltre, il consumo di energia primaria al 2018 è stato di 148 Mtoe contro un target europeo di 158 Mtoe. Il Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) e la Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra, entrambi in fase di aggiornamento per riflettere il nuovo livello di ambizione definito in ambito europeo, forniranno l'inquadramento strategico per l'evoluzione del sistema.

Il PNRR è un'occasione per accelerare la transizione ecologica e superare barriere che si sono dimostrate critiche in passato. Il Piano introduce sistemi avanzati e integrati di monitoraggio e analisi per migliorare la capacità di prevenzione di fenomeni e impatti. Incrementa gli investimenti volti a rendere più robuste le infrastrutture critiche, le reti energetiche e tutte le altre infrastrutture esposte a rischi climatici e idrogeologici. Il Piano rende inoltre il sistema italiano più sostenibile nel lungo termine, tramite la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori. Quest'obiettivo implica accelerare l'efficientamento energetico; incrementare la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sia con soluzioni decentralizzate che centralizzate (includere quelle innovative ed offshore); sviluppare una mobilità più sostenibile; avviare la graduale decarbonizzazione dell'industria, includendo l'avvio dell'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno, in linea con la Strategia europea. Infine, si punta a una piena sostenibilità ambientale, che riguarda anche il miglioramento della gestione dei rifiuti e dell'economia circolare,

<sup>2</sup> The Lancet, "Premature mortality due to air pollution in European cities: a health impact assessment"

<sup>3</sup> European Environment Agency, Air quality in Europe, 2019 Report



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@applus.eco; www.applus.eco

l'adozione di soluzioni di smart agriculture e bio-economia, la difesa della biodiversità e il rafforzamento della gestione delle risorse naturali, a partire da quelle idriche.

Il Governo intende sviluppare una leadership tecnologica e industriale nelle principali filiere della transizione (sistemi fotovoltaici, turbine, idrolizzatori, batterie) che siano competitive a livello internazionale e consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie e creare occupazione e crescita. Il Piano rafforza la ricerca e lo sviluppo nelle aree più innovative, a partire dall'idrogeno.

Nel pianificare e realizzare la transizione, il governo intende assicurarsi che questa avvenga in modo equo e inclusivo, contribuisca a ridurre il divario Nord-Sud, e sia supportata da adeguate politiche di formazione. Vuole valorizzare la filiera italiana nei settori dell'agricoltura e dell'alimentare e migliorare le conoscenze dei cittadini riguardo alle sfide e alle opportunità offerte dalla transizione. In particolare, il Piano vuole favorire la formazione, la divulgazione, e più in generale lo sviluppo di una cultura dell'ambiente che permei tutti i comportamenti della popolazione.

## **2.5 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR)**

La Regione Puglia è dotata di uno strumento programmatico quale il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n. 827 del 08/06/2007, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Il PEAR concorre a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Con Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012, n. 602 sono state individuate le modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale affidando le attività ad una struttura tecnica costituita dai servizi Ecologia, Assetto del Territorio, Energia, Reti ed Infrastrutture materiali per lo sviluppo e Agricoltura.

Con medesima D.G.R. la Giunta Regionale, in qualità di autorità procedente, ha demandato all'Assessorato alla Qualità dell'Ambiente, Servizio Ecologia – Autorità Ambientale, il coordinamento dei lavori per la redazione del documento di aggiornamento del PEAR e del Rapporto Ambientale finalizzato alla Valutazione Ambientale Strategica.

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

Con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1390 del 8 agosto 2017 è stata approvata la riorganizzazione delle competenze e della struttura dei contenuti di piano e contestualmente revocata la Deliberazione di G.R. n. 602/2012.

Con Deliberazione della Giunta Regionale n.ro 1424 del 2 agosto 2018 è stata approvato il Documento Programmatico di Piano (D.P.P.) e del rapporto preliminare ambientale.

Con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1386 del 9 agosto 2021, è stato infine disposto l'“Aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale: modifiche ed integrazioni alle DGR n. 1390 dell'8 agosto 2017 e n. 1424 del 2 agosto 2018”, in cui si rileva che:

- da quadro europeo e nazionale emerge in maniera inequivoca come il settore energetico abbia assunto un'importanza cruciale nelle Politiche dell'Unione: in tale mutato contesto, strategico è il ruolo delle Regioni non solo per l'attività volta al rilascio delle autorizzazioni, ma anche in virtù dei compiti loro demandati nel processo di identificazione delle aree idonee alla localizzazione degli impianti FER e dell'obbligo di definire atti di programmazione locale in linea con gli obiettivi in corso di aggiornamento;
- il repentino evolversi della normativa statale di cornice da cui discendono a cascata gli oneri e gli adempimenti in capo alle Regioni induce, dunque, a ripensare le modalità utili a pervenire all'aggiornamento dei documenti di Piano, atteso peraltro che, anche nel processo inerente alla individuazione delle aree idonee per la installazione delle FER (a tutt'oggi già in corso presso le competenti articolazioni regionali), è indefettibile l'apporto simultaneo delle Sezioni regionali già coinvolte dai precedenti indirizzi dati dalla Giunta;
- in particolare, il lavoro già intrapreso dalle medesime articolazioni circa una preliminare individuazione delle aree idonee per l'insediamento di impianti alimentati da FER ai sensi dell'art. 50, comma 1, lett. c) del D.L. n. 70/2020 come convertito in Legge n. 120/2020 (di cui ai verbali delle relative riunioni tenutesi aventi prot. n. 2585 del 24 marzo 2021 e prot. n. 5088 del 22 giugno 2021) deve essere svolto parallelamente e simultaneamente a quello di pianificazione in materia energetica, in maniera tale da non far emergere disallineamenti e distonie e pervenire alla formulazione di documenti coerenti e reciprocamente integrati, nell'ottica di un'ottimizzazione di tutte le attività correlate all'aggiornamento del piano, al fine di garantire la concreta attuazione del principio di efficienza dell'azione amministrativa;
- alla luce della strategicità rivestita dal tema dell'incremento dell'uso delle fonti rinnovabili (ai fini del raggiungimento dei target e degli obiettivi unionali), della stretta interconnessione tra politiche energetiche ed ambientali e della descritta necessità di assicurare che l'attività di pianificazione si svolga congiuntamente e contemporaneamente alle altre attività poste in capo alla Regione, appare dunque opportuno che la stesura dei documenti necessari all'aggiornamento del PEAR, rispetto a cui la D.G.R. n. 1424/2018 aveva previsto anche la facoltà di ricorrere a procedure di evidenza pubblica, sia invece posta in capo alle Agenzie Regionali ARTI e ASSET che annoverano tra le loro finalità istituzionali la promozione dell'efficientamento energetico e dello sfruttamento delle fonti rinnovabili e che hanno già manifestato la disponibilità a fornire il proprio contributo, conservando le funzioni di coordinamento in capo al Dipartimento Ambiente, Paesaggio e Qualità Urbana in sinergia con tutte le strutture regionali individuate dai precedenti atti di Giunta.

In relazione all'impianto proposto è utile evidenziare che esso risponde agli obiettivi di sostenibilità ambientale non comportando la riduzione di superfici dedicate all'agricoltura e tutelando paesaggisticamente il contesto di riferimento.

## **2.6 REGOLAMENTO REGIONALE 30 DICEMBRE 2010, N. 24 “LINEE GUIDA PER L'AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI IN PUGLIA”**

La Regione Puglia ha approvato il R.R. 24/2010 - Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia<sup>4</sup>.

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;
- Siti di Importanza Comunitaria - SIC;
- Zone di Protezione Speciale - ZPS;
- Important Bird Areas - I.B.A.;
- altre aree ai fini della conservazione della biodiversità;
- beni culturali + 100 m (Parte II D. Lgs. 42/2004);
- immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 d. lgs 42/2004);
- 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 100;
- aree a pericolosità idraulica;
- aree a pericolosità geomorfologica;
- ambito A (PUTT);
- ambito B (PUTT);

---

<sup>4</sup> Con la L.R. 30 dicembre 2021, n. 51, la Regione Puglia ha dettato alcune disposizioni sulle autorizzazioni per gli impianti a fonte rinnovabile. Nello specifico, fintanto che non verranno individuate le aree non idonee alla localizzazione di impianti ai sensi del Dlgs 199/2021, si continua a fare riferimento al Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 e al Piano paesaggistico territoriale della Regione Puglia (PPTR).

- aree edificabili urbane + buffer di 1 km;
- 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 qualità (biologico; D.O.P.; I.G.P.; S.T.G.; D.O.C.; D.O.C.G.).

La perimetrazione delle aree non idonee è visionabile sul sito <http://www.sit.puglia.it/>, di cui al § 3.4 si riporta un estratto.

## 2.7 PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

### 2.7.1 MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI NAZIONALI SULLE FER

Nel Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) trasmesso dall'Italia alla Commissione europea nel 2010 vengono individuate traiettorie indicative per il raggiungimento dei due obiettivi negli anni tra il 2010 e il 2020, estese anche ai settori elettrico e termico.

Il monitoraggio dei risultati conseguiti dall'Italia nel periodo 2012-2018 è illustrato nelle figure che seguono.

Per quanto riguarda in particolare l'*overall target*, la Tabella 2.4 mostra i dati relativi alle singole componenti che costituiscono il numeratore (*Consumi finali lordi di energia da FER*) e il denominatore (*Consumi finali lordi di energia*) del rapporto percentuale oggetto di monitoraggio<sup>5</sup>.

Si può osservare come, nel 2018, la quota dei consumi finali lordi complessivi coperta da FER sia pari al 17,8%. Si tratta di un valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17,0%), ma in flessione rispetto al 2017 (18,3%). Tale dinamica è il risultato dell'effetto di due trend opposti: da un lato, la contrazione degli impieghi di FER, al numeratore del rapporto percentuale, legata principalmente alla riduzione degli impieghi di biomassa solida per riscaldamento nel settore termico (il 2018 è stato un anno mediamente meno freddo del precedente) e alla minore produzione da pannelli solari fotovoltaici nel settore elettrico (principalmente per peggiori condizioni di irraggiamento); dall'altro, l'aumento dei consumi energetici complessivi, al denominatore del rapporto percentuale, che ha riguardato principalmente i consumi di carburanti fossili per autotrazione (gasolio, benzine) e per aeroplani (carboturbo).

---

<sup>5</sup> Si segnala che dall'anno di rilevazione 2017 vengono rilevati anche i consumi del biometano che, una volta prodotto, viene immesso nella rete del gas naturale; per settore Termico tali consumi, in coerenza con Eurostat, sono compresi tra i CFL di energia da FER a numeratore e tra i Consumi finali di gas naturale a denominatore.

Tabella 2.4 - Italia - Monitoraggio obiettivo complessivo nazionale sui consumi di energia da FER (overall target). Valori calcolati applicando la metodologia di cui all'Allegato I del DM 14/1/2012 (ktep) (Fonte: GSE)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (A)</b>	<b>19.618</b>	<b>20.737</b>	<b>20.245</b>	<b>21.286</b>	<b>21.081</b>	<b>22.000</b>	<b>21.605</b>
<b>Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)</b>	<b>8.026</b>	<b>8.883</b>	<b>9.248</b>	<b>9.435</b>	<b>9.504</b>	<b>9.729</b>	<b>9.683</b>
Idraulica (normalizzata)	3.795	3.868	3.935	3.950	3.972	3.959	4.024
Eolica (normalizzata)	1.066	1.214	1.280	1.315	1.420	1.479	1.541
Solare	1.622	1.856	1.918	1.973	1.901	2.096	1.948
Geotermica	481	487	509	532	541	533	525
Biomasse solide	408	506	532	541	562	569	564
Biogas	397	640	705	706	710	715	718
Bioliquidi sostenibili	256	312	369	418	398	377	363
<b>Consumi finali di energia da FER (settore Termico)</b>	<b>9.635</b>	<b>9.765</b>	<b>8.968</b>	<b>9.783</b>	<b>9.611</b>	<b>10.254</b>	<b>9.723</b>
Energia geotermica	118	119	111	114	125	131	128
Energia solare termica	155	168	180	190	200	209	218
Frazione biodegradabile dei rifiuti	218	189	213	225	231	245	268
Biomasse solide nel settore residenziale	6.637	6.633	5.676	6.393	6.173	6.757	6.252
Biomasse solide nel settore non residenziale	46	92	164	231	229	218	206
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	0	0	0	0
Biogas e biometano immesso in rete	44	45	45	45	44	45	54
Energia rinnovabile da pompe di calore	2.415	2.519	2.580	2.584	2.609	2.650	2.596
<b>Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)</b>	<b>592</b>	<b>838</b>	<b>966</b>	<b>905</b>	<b>928</b>	<b>957</b>	<b>950</b>
<b>Immissione in consumo di biocarburanti (settore Trasporti)</b>	<b>1.366</b>	<b>1.250</b>	<b>1.063</b>	<b>1.164</b>	<b>1.039</b>	<b>1.060</b>	<b>1.250</b>
<b>CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA (B)</b>	<b>127.052</b>	<b>123.869</b>	<b>118.521</b>	<b>121.456</b>	<b>121.053</b>	<b>120.435</b>	<b>121.428</b>
<b>Consumi finali di energia da FER (settore Termico, escluso biometano)</b>	<b>9.635</b>	<b>9.765</b>	<b>8.968</b>	<b>9.783</b>	<b>9.611</b>	<b>10.251</b>	<b>9.710</b>
<b>Consumi finali lordi di calore derivato</b>	<b>3.454</b>	<b>3.722</b>	<b>3.767</b>	<b>3.873</b>	<b>3.974</b>	<b>4.172</b>	<b>4.163</b>
<b>Consumi finali lordi di energia elettrica</b>	<b>28.307</b>	<b>27.477</b>	<b>26.795</b>	<b>27.323</b>	<b>27.072</b>	<b>27.618</b>	<b>27.595</b>
<b>Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti</b>	<b>281</b>	<b>281</b>	<b>272</b>	<b>269</b>	<b>276</b>	<b>245</b>	<b>252</b>
<b>Consumi finali di prodotti petroliferi e biocarburanti</b>	<b>46.609</b>	<b>45.033</b>	<b>45.411</b>	<b>45.526</b>	<b>44.902</b>	<b>42.774</b>	<b>44.512</b>
Olio combustibile	851	829	864	1.152	1.460	1.057	997
Gasolio	27.617	26.856	27.798	27.370	27.152	25.743	26.893
GPL	3.458	3.602	3.419	3.572	3.550	3.622	3.517
Benzine	9.185	8.614	8.647	8.058	7.665	7.441	7.650
Coke di petrolio	1.579	1.335	851	1.386	923	623	648
Distillati leggeri	0	0	0	0	0	0	0
Carboturbo	3.918	3.795	3.832	3.989	4.153	4.289	4.807
Gas di raffineria	0	1	0	0	0	0	0
<b>Consumi finali di carbone e prodotti derivati</b>	<b>3.316</b>	<b>2.369</b>	<b>2.406</b>	<b>1.699</b>	<b>1.980</b>	<b>1.454</b>	<b>1.567</b>
Carbone	1.162	730	924	542	735	436	463
Lignite	1	1	1	1	1	1	0
Coke da cokeria	1.947	1.472	1.201	946	1.010	858	972
Gas da cokeria (compresi i gas da acciaieria ad ossigeno)	189	155	269	203	234	158	131
Gas da altoforno	17	10	12	6	1	1	0
<b>Consumi finali di gas</b>	<b>35.450</b>	<b>35.222</b>	<b>30.903</b>	<b>32.984</b>	<b>33.237</b>	<b>33.921</b>	<b>33.629</b>
Gas naturale e biometano	35.450	35.222	30.903	32.984	33.237	33.921	33.629
Altri gas	0	0	0	0	0	0	0
<b>QUOTA DEI CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA COPERTA DA FONTI RINNOVABILI (A/B)</b>	<b>15,4%</b>	<b>16,7%</b>	<b>17,1%</b>	<b>17,5%</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,3%</b>	<b>17,8%</b>

I grafici che seguono confrontano l'andamento osservato della quota FER sui consumi finali di energia con:

- le traiettorie previste dal PAN dei due *obiettivi vincolanti* fissati dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020, ovvero - rispettivamente - l'*overall target* (Figura 2.5) e l'obiettivo settoriale relativo al settore Trasporti (Figura 2.6);
- le traiettorie previste dal PAN dei due *obiettivi non vincolanti* fissati per l'Italia dallo stesso PAN per il 2020, ovvero - rispettivamente - l'obiettivo specifico per il settore Elettrico (Figura 2.7) e l'obiettivo specifico per il settore termico (Figura 2.8).

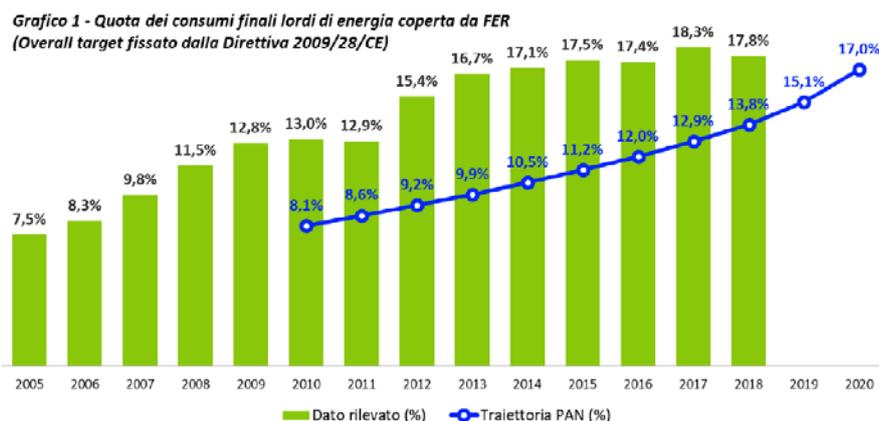


Figura 2.5 Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER (Fonte: GSE)

La quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili rilevata nel 2017 (17,8%) è inferiore al dato dell'anno precedente ma – come già accennato – supera, per il quinto anno consecutivo, il target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%).

Per quanto riguarda invece il **settore trasporti**, in Italia nel 2018 la quota dei consumi coperta da FER si attesta al 7,7%<sup>6</sup>, valore inferiore di un punto percentuale rispetto al dato previsto dal PAN, ma in significativo aumento rispetto al 6,5% osservato nel 2017; questa dinamica positiva è associata principalmente all'aumento dei quantitativi di biocarburanti immessi in consumo.

Gli altri andamenti settoriali, invece, mostrano valori sempre superiori alle previsioni: nel 2018 la quota dei consumi complessivi coperti da FER risulta infatti superiore a quella prevista per il 2020 sia nel settore elettrico (33,9% rispetto a una previsione al 2020 pari a 26,4%) sia nel settore termico (19,2%, rispetto a una previsione al 2020 pari a 17,1%).

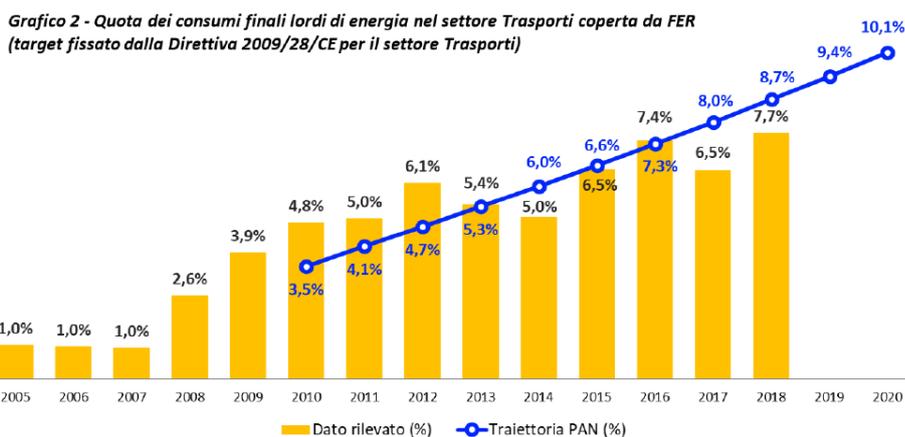


Figura 2.6 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Trasporti coperta da FER (Fonte: GSE)

<sup>6</sup> È importante precisare per il calcolo dell'intera serie storica del target Trasporti sono stati applicati i criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2015/1513 (Direttiva ILUC), resi disponibili in forma definitiva dall'Eurostat alla fine di gennaio 2017 e significativamente differenti rispetto a quelli applicati in precedenza.

**Grafico 3 - Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER (obiettivo settoriale Elettrico fissato dal PAN)**

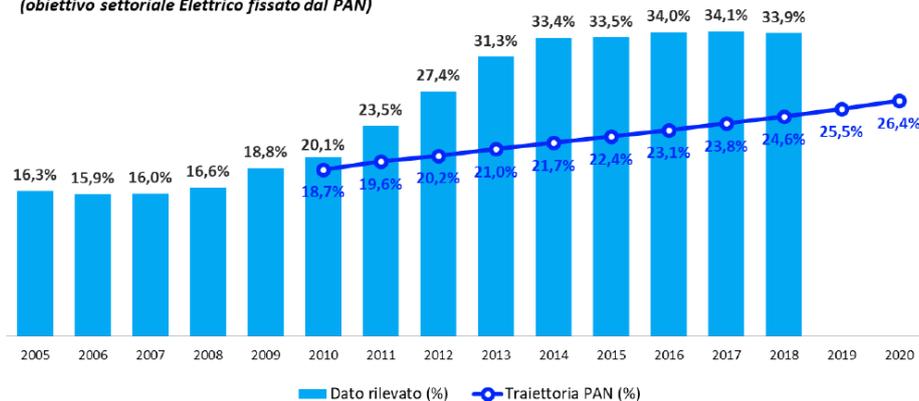


Figura 2.7 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER (Fonte: GSE)

**Grafico 4 - Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Termico coperta da FER (obiettivo settoriale Termico fissato dal PAN)**

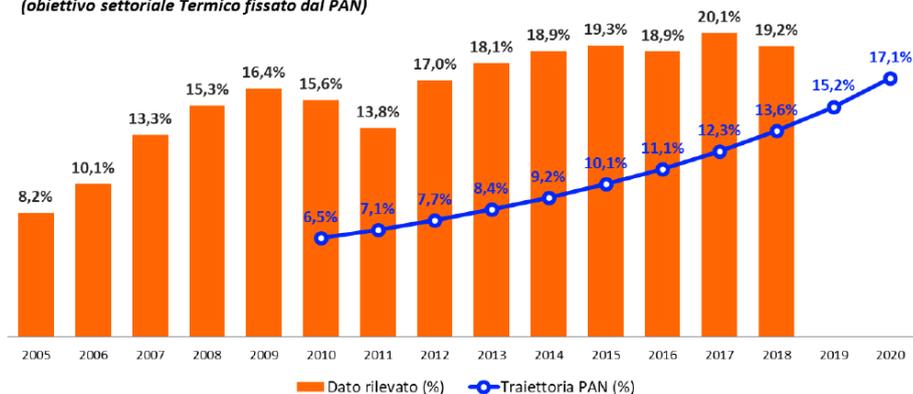


Figura 2.8 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Termico coperta da FER (Fonte: GSE)

## 2.7.2 MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI REGIONALI SULLE FER (*BURDEN SHARING*)

Il Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo economico (c.d. decreto *burden sharing*) fissa il contributo che le diverse regioni e province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale sulle FER (quota FER sui consumi finali lordi pari almeno al 17% nel 2020), attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020; a ciascuna regione è inoltre associata una traiettoria indicativa, in cui sono individuati obiettivi intermedi relativi agli anni 2012, 2014, 2016 e 2018.

Così come accade per l'*overall target* nazionale, ciascun obiettivo regionale è costituito da un indicatore ottenuto dal rapporto tra Consumi finali lordi di energia da FER e Consumi finali lordi complessivi di energia, da elaborare applicando specifiche definizioni e criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2009/28/CE; a differenza dell'obiettivo nazionale, tuttavia, per il calcolo del numeratore degli obiettivi regionali non si tiene conto dei consumi di energia da FER nel settore dei trasporti, in genere dipendenti da politiche stabilite a livello centrale (in particolare l'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti). I risultati delle elaborazioni per gli anni 2012-2018 sono illustrati nelle figure che seguono.

Per ciascuna regione e provincia autonoma, in particolare:

- nella Tabella 2.5 vengono confrontati i CFL da FER (consumi finali lordi da fonti rinnovabili) rilevati e i CFL da FER previsti dal D.M. 15 marzo 2012 (D.M. *Burden sharing*). Come si nota, il dato rilevato complessivo ottenuto dalla somma dei valori regionali/provinciali (per il 2018, ad esempio, 20.356 ktep) è pari alla differenza tra i CFL da FER calcolati per il monitoraggio dell'*overall target* nazionale (21.605,1 ktep: si veda la Tabella 2.4) e i consumi del settore trasporti (1.249,6 ktep);
- nella Tabella 2.6 vengono confrontati i CFL complessivi rilevati (Consumi finali lordi, comprendenti la componente FER e la componente NO FER) e i CFL complessivi previsti dal D.M. *burden sharing*;
- nella Tabella 2.7 vengono confrontati gli indicatori-obiettivo rilevati, ottenuti dal rapporto tra i valori descritti nelle due tabelle precedenti, e le previsioni del D.M. *burden sharing*;
- il grafico di Figura 2.9 confronta gli indicatori-obiettivo (rapporto tra CFL da FER e CFL) rilevati nel 2012 e nel 2018 con quelli previsti dal D.M. *burden sharing* per gli stessi anni 2018 e 2020.

In linea con il dato nazionale, in numerose regioni/province autonome si rilevano, nel 2018, CFL da FER inferiori rispetto all'anno precedente, principalmente a causa della contrazione dei consumi di biomassa solida per riscaldamento e della minore produzione da pannelli fotovoltaici. Nella maggior parte dei casi, tuttavia, i CFL da FER risultano comunque superiori alle previsioni del D.M. *Burden sharing* per il medesimo anno; in diverse regioni/province autonome essi superano anche le previsioni relative al 2020.

Tabella 2.5 - Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili (escluso il settore trasporti) – ktep (Fonte: GSE)

	Dato rilevato							Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"		
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2016	2018	2020
Piemonte	1.653	1.846	1.825	1.888	1.943	1.942	1.882	1.395	1.527	1.723
Valle d'Aosta	307	321	320	327	330	332	334	278	280	287
Lombardia	2.826	3.113	3.102	3.210	3.290	3.341	3.319	2.188	2.486	2.905
Liguria	195	220	188	201	210	218	214	276	333	412
Prov. Trento	539	564	566	575	572	576	580	442	460	490
Prov. Bolzano	759	786	822	819	830	828	834	452	463	482
Veneto	1.772	1.905	1.878	2.017	2.029	2.056	2.038	914	1.066	1.274
Friuli V.G.	564	591	594	641	647	662	670	332	379	442
Emilia R.	1.231	1.360	1.367	1.406	1.390	1.445	1.415	835	1.004	1.229
Toscana	1.229	1.262	1.222	1.332	1.330	1.379	1.307	1.156	1.327	1.555
Umbria	446	461	443	505	504	536	504	273	308	355
Marche	443	456	437	451	452	469	457	354	434	540
Lazio	953	971	902	959	890	975	910	843	991	1.193
Abruzzo	625	619	614	635	603	662	648	373	439	528
Molise	196	191	188	199	195	209	199	159	186	220
Campania	1.047	1.068	996	1.098	1.058	1.160	1.112	767	915	1.111
<b>Puglia</b>	<b>1.046</b>	<b>1.137</b>	<b>1.125</b>	<b>1.211</b>	<b>1.192</b>	<b>1.273</b>	<b>1.189</b>	<b>947</b>	<b>1.132</b>	<b>1.357</b>
Basilicata	301	313	312	350	366	418	436	263	312	372
Calabria	846	942	917	917	898	1.029	956	483	563	666
Sicilia	637	684	726	699	706	752	731	808	983	1.202
Sardegna	635	676	639	682	606	676	619	465	556	667
<b>ITALIA (esclusi i trasporti)</b>	<b>18.252</b>	<b>19.486</b>	<b>19.182</b>	<b>20.122</b>	<b>20.042</b>	<b>20.940</b>	<b>20.356</b>	<b>14.004</b>	<b>16.144</b>	<b>19.010</b>

In linea con il dato nazionale, in diverse regioni/province autonome si rilevano lievi incrementi dei CFL complessivi rispetto al 2017. In termini più generali, per i CFL complessivi - così come accade a livello nazionale - si verifica il fenomeno opposto rispetto a quello rilevato per i CFL da FER: in gran parte delle regioni/province autonome, nel 2018, essi risultano infatti significativamente inferiori ai valori previsti dal D.M. *Burden sharing* per lo stesso anno. Fatte salve le caratteristiche e le condizioni specifiche delle singole regioni/province autonome, tale fenomeno è collegato principalmente alla contrazione tendenziale dei consumi energetici complessivi, legata principalmente alla difficile congiuntura economica, da un lato, e alla crescente diffusione delle politiche di efficienza energetica, dall'altro.

Tabella 2.6 - Consumi finali lordi di energia (ktep) (Fonte: GSE)

	Dato rilevato							Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"		
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2016	2018	2020
Piemonte	10.303	10.709	10.191	10.605	10.763	10.478	10.563	11.400	11.418	11.436
Valle d'Aosta	491	423	429	408	376	404	403	549	549	550
Lombardia	25.318	25.051	23.725	24.387	24.300	24.196	24.664	25.701	25.756	25.810
Liguria	2.321	2.661	2.559	2.661	2.845	2.751	2.749	2.915	2.921	2.927
Prov. Trento	1.333	1.338	1.361	1.329	1.304	1.304	1.345	1.375	1.377	1.379
Prov. Bolzano	1.281	1.291	1.340	1.292	1.268	1.286	1.322	1.319	1.321	1.323
Veneto	11.824	11.371	11.135	11.661	11.566	11.662	12.048	12.300	12.325	12.349
Friuli V.G.	3.375	3.406	3.149	3.269	3.298	3.357	3.443	3.467	3.477	3.487
Emilia R.	13.993	13.811	12.756	12.856	13.142	12.968	13.076	13.818	13.830	13.841
Toscana	8.554	8.199	7.665	7.778	7.833	7.744	7.707	9.378	9.392	9.405
Umbria	2.266	2.220	2.104	2.222	2.151	2.126	2.131	2.585	2.589	2.593
Marche	2.781	2.792	2.622	2.682	2.659	2.580	2.565	3.504	3.509	3.513
Lazio	11.445	10.402	10.174	10.545	10.522	10.437	10.556	9.955	9.974	9.992
Abruzzo	2.782	2.697	2.510	2.509	2.425	2.443	2.452	2.752	2.757	2.762
Molise	581	572	537	545	509	519	509	625	626	628
Campania	6.857	6.742	6.445	6.708	6.578	6.978	6.963	6.602	6.618	6.634
<b>Puglia</b>	<b>8.584</b>	<b>7.554</b>	<b>7.705</b>	<b>7.560</b>	<b>7.709</b>	<b>7.252</b>	<b>7.188</b>	<b>9.509</b>	<b>9.520</b>	<b>9.531</b>
Basilicata	963	953	890	1.039	925	931	913	1.120	1.123	1.126
Calabria	2.563	2.461	2.415	2.436	2.308	2.420	2.355	2.447	2.452	2.458
Sicilia	6.639	6.529	6.253	6.255	6.063	6.033	5.867	7.509	7.530	7.551
Sardegna	2.798	2.675	2.556	2.709	2.508	2.568	2.610	3.717	3.732	3.746
<b>ITALIA</b>	<b>127.052</b>	<b>123.856</b>	<b>118.521</b>	<b>121.457</b>	<b>121.052</b>	<b>120.435</b>	<b>121.429</b>	<b>132.546</b>	<b>132.794</b>	<b>133.042</b>

A livello nazionale, nel 2018 la quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (ovvero il rapporto tra i CFL da FER – settore Trasporti escluso – e i CFL complessivi, pur inferiore di circa 0,6 punti percentuali rispetto a quello dell'anno precedente, supera sia la previsione relativa allo stesso 2018 (12,2%) sia la previsione al 2020 (14,3%).

Come emerge dai dati riportati in Tabella 2.7, la quota più elevata è raggiunta dalla Valle d'Aosta, che copre con le rinnovabili l'83% dei propri consumi energetici, seguita dalla Provincia di Bolzano (63%), dalla Basilicata (48%) e dalla Provincia di Trento (43%). In termini assoluti in Lombardia, la regione più popolosa del Paese, si rileva il dato più alto sia di consumi da fonti rinnovabili sia di consumi energetici complessivi. La Puglia si colloca al 15° posto (16,5%) tra le regioni italiane per l'incidenza delle FER sui consumi finali di energia.

Tabella 2.7 - Quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da FER (%) (escluso, a numeratore, il settore dei trasporti)  
(Fonte: GSE)

	Dato rilevato							Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"		
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2016	2018	2020
Piemonte	16,0%	17,2%	17,9%	17,8%	18,1%	18,5%	17,8%	12,2%	13,4%	15,1%
Valle d'Aosta	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%	87,8%	82,2%	83,0%	50,7%	51,0%	52,1%
Lombardia	11,2%	12,4%	13,1%	13,2%	13,5%	13,8%	13,5%	8,5%	9,7%	11,3%
Liguria	8,4%	8,3%	7,4%	7,6%	7,4%	7,9%	7,8%	9,5%	11,4%	14,1%
Prov. Trento	40,5%	42,1%	41,6%	43,2%	43,9%	44,2%	43,1%	32,1%	33,4%	35,5%
Prov. Bolzano	59,3%	60,9%	61,4%	63,4%	65,5%	64,4%	63,1%	34,3%	35,0%	36,5%
Veneto	15,0%	16,8%	16,9%	17,3%	17,5%	17,6%	16,9%	7,4%	8,7%	10,3%
Friuli V.G.	16,7%	17,3%	18,9%	19,6%	19,6%	19,7%	19,5%	9,6%	10,9%	12,7%
Emilia R.	8,8%	9,8%	10,7%	10,9%	10,6%	11,1%	10,8%	6,0%	7,3%	8,9%
Toscana	14,4%	15,4%	15,9%	17,1%	17,0%	17,8%	17,0%	12,3%	14,1%	16,5%
Umbria	19,7%	20,8%	21,0%	22,7%	23,4%	25,2%	23,7%	10,6%	11,9%	13,7%
Marche	15,9%	16,3%	16,7%	16,8%	17,0%	18,2%	17,8%	10,1%	12,4%	15,4%
Lazio	8,3%	9,3%	8,9%	9,1%	8,5%	9,3%	8,6%	8,5%	9,9%	11,9%
Abruzzo	22,5%	23,0%	24,5%	25,3%	24,9%	27,1%	26,4%	13,6%	15,9%	19,1%
Molise	33,6%	33,3%	34,9%	36,6%	38,2%	40,3%	39,1%	25,5%	29,7%	35,0%
Campania	15,3%	15,8%	15,5%	16,4%	16,1%	16,6%	16,0%	11,6%	13,8%	16,7%
<b>Puglia</b>	<b>12,2%</b>	<b>15,0%</b>	<b>14,6%</b>	<b>16,0%</b>	<b>15,5%</b>	<b>17,6%</b>	<b>16,5%</b>	<b>10,0%</b>	<b>11,9%</b>	<b>14,2%</b>
Basilicata	31,3%	32,8%	35,0%	33,7%	39,6%	45,0%	47,8%	23,4%	27,8%	33,1%
Calabria	33,0%	38,3%	38,0%	37,6%	38,9%	42,5%	40,6%	19,7%	22,9%	27,1%
Sicilia	9,6%	10,5%	11,6%	11,2%	11,6%	12,5%	12,5%	10,8%	13,1%	15,9%
Sardegna	22,7%	25,3%	25,0%	25,2%	24,2%	26,3%	23,7%	12,5%	14,9%	17,8%
<b>ITALIA (esclusi gli impieghi di FER nei trasporti)</b>	<b>14,4%</b>	<b>15,7%</b>	<b>16,2%</b>	<b>16,6%</b>	<b>16,6%</b>	<b>17,4%</b>	<b>16,8%</b>	<b>10,6%</b>	<b>12,2%</b>	<b>14,3%</b>

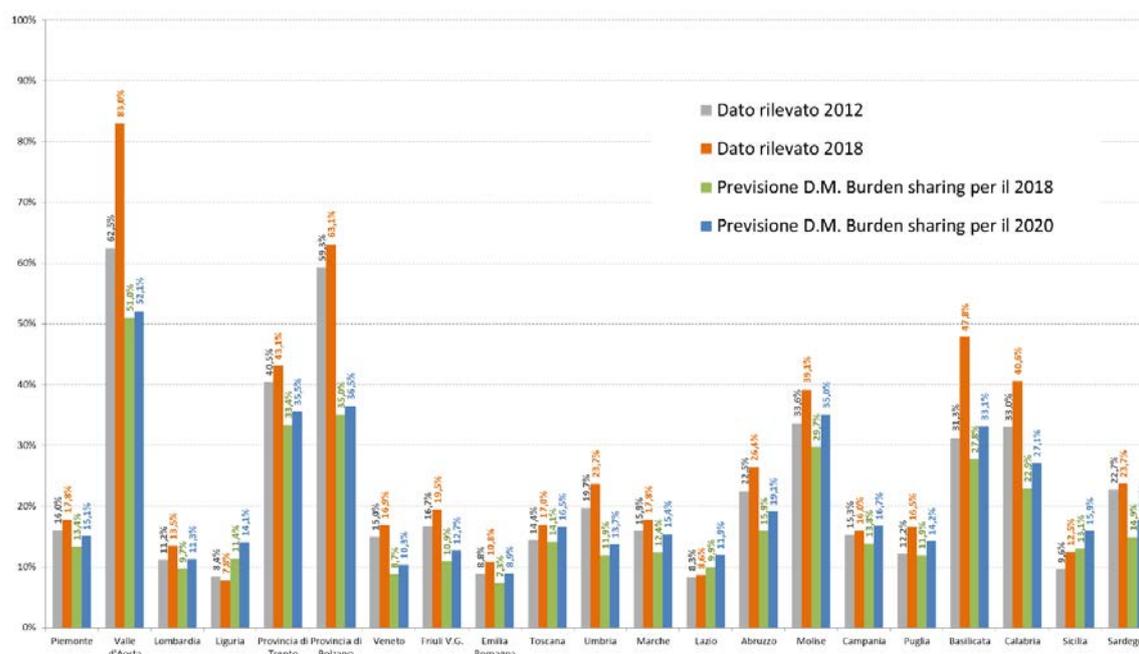


Figura 2.9 D.M. 11/5/2015 - Verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota % dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili. Confronto tra dati rilevati nel 2012 e nel 2018 e previsioni del D.M. 15/3/2012 "Burden sharing" per il 2018 e il 2020 (valori percentuali) (Fonte: GSE)

### 2.7.3 OBIETTIVI SU FER PER IL 2030 INDIVIDUATI NEL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

Come menzionato al § 2.3, nel corso del 2019 si è svolta un' articolata fase di consultazione della proposta di Piano Nazionale Integrato per l' Energia e il Clima (PNIEC), la cui finalizzazione ha tenuto conto anche del confronto positivo con la Commissione Europea, alla quale è stata dunque trasmessa la versione finale del PNIEC conformemente a quanto previsto dal Regolamento (UE) 2018/1999.

Il Piano Nazionale Integrato per l' Energia e il Clima intende contribuire a una ampia trasformazione del sistema economico nel suo complesso, con una strategia articolata sulle cinque dimensioni dell' Unione dell' energia: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell' energia, ricerca innovazione e competitività.

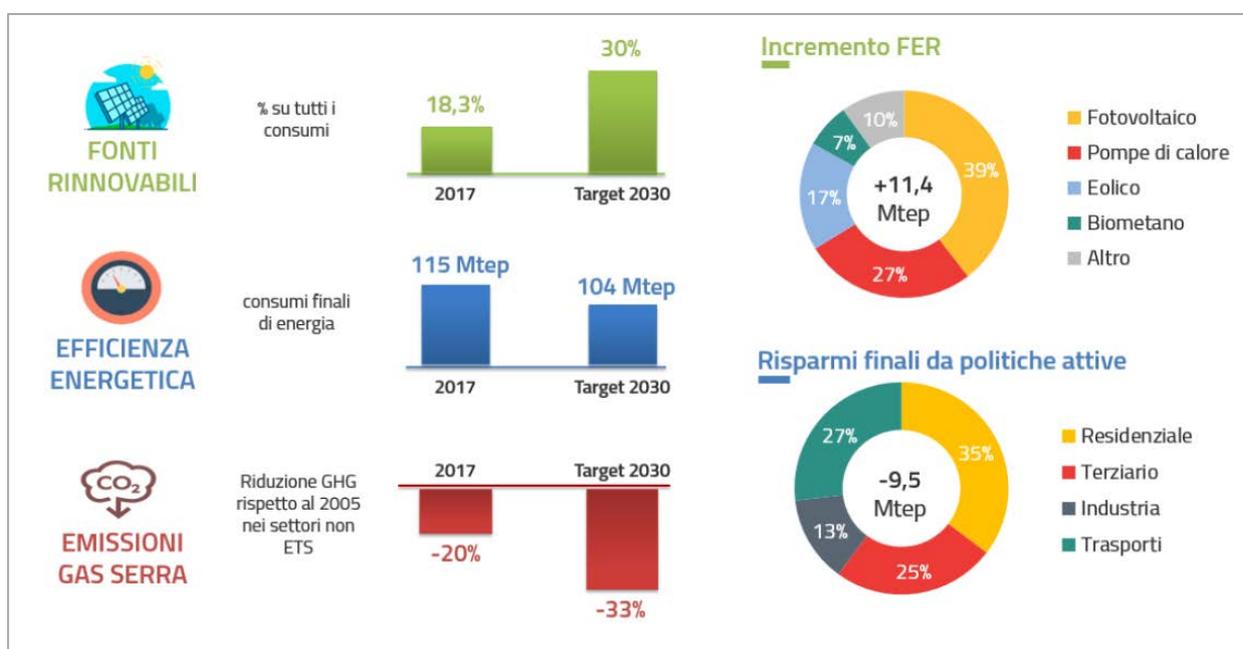


Figura 2.10 Principali obiettivi individuati nel PNIEC su rinnovabili, efficienza, emissioni

Per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l' Italia si è posta l' obiettivo del 30% di quota rinnovabile dei consumi finali lordi al 2030, a partire dal 18% circa registrato nel 2017 e 2018.

Nel 2019 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno trovato ampia diffusione in Italia sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore (settore termico), sia infine in forma di biocarburanti (settore dei trasporti).

Per quanto riguarda il **settore elettrico**, le stime preliminari TERNA-GSE<sup>7</sup> indicano per il 2019 una produzione elettrica da fonti rinnovabili poco inferiore ai 115 TWh, in leggero aumento rispetto all' anno precedente (+0,4%); l' incidenza delle FER sul Consumo Interno Lordo di energia elettrica del Paese, per il quale si stima una flessione di circa 4 TWh rispetto al 2018, aumenta dal 34,5% al 35,0%.

<sup>7</sup> Pubblicate nel documento "La situazione energetica nazionale nel 2019" (Giugno 2020) del Ministero dello Sviluppo Economico – Direzione generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari

Nel dettaglio, la fonte idraulica, che si conferma quella maggiormente utilizzata in Italia (40% della generazione complessiva da FER), registra una flessione di 3 TWh (-6,2%), legata principalmente alla riduzione delle precipitazioni rispetto all'anno precedente; tale dinamica è, tuttavia, più che compensata dall'incremento delle produzioni da fonte eolica (+2,5 TWh) e solare (+1 TWh); la fonte geotermica e le bioenergie si attestano, invece, su produzioni sostanzialmente stabili rispetto al 2018.

Tabella 2.8 - Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia - TWh

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Idraulica	52,8	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	45,8
Eolica	14,9	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2
Solare	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7
Geotermica	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,0
Bioenergie (**)	17,1	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,1
<b>Totale FER</b>	<b>112,0</b>	<b>120,7</b>	<b>108,9</b>	<b>108,0</b>	<b>103,9</b>	<b>114,4</b>	<b>114,8</b>
CIL - Consumo Interno Lordo (***)	330,0	321,8	327,9	325,0	331,8	331,9	328,1
<b>FER/CIL</b>	<b>33,9%</b>	<b>37,5%</b>	<b>33,2%</b>	<b>33,2%</b>	<b>31,3%</b>	<b>34,5%</b>	<b>35,0%</b>

(\*) Dati preliminari

(\*\*) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti.

(\*\*\*) Il CIL è pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero ed è qui considerato al netto degli apporti da pompaggio. Per l'energia elettrica, tale grandezza corrisponde alla disponibilità lorda.

Fonte: TERNA, GSE

Per il settore elettrico è prevista una quota FER del 55% al 2030 (34% nel 2017), il cui contributo principale è atteso dallo sviluppo del fotovoltaico (52 GW al 2030, +32 GW dagli attuali 20 GW) e dell'eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW). Per raggiungere tali obiettivi sarà attuato un ampio portafoglio di misure sia per grandi che per piccoli impianti (nuove procedure competitive per l'assegnazione di incentivi nell'ambito di contratti per differenza, PPA-Power Purchase Agreement, promozione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo, semplificazione delle procedure autorizzative, ottimizzazione delle principali produzioni esistenti, ecc.).

Gli obiettivi delineati nel PNIEC al 2030 sono destinati ad essere rivisti ulteriormente al rialzo, in ragione dei più ambiziosi target delineati in sede europea con il "Green Deal Europeo" (COM (2019) 640 final). Il Green Deal ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente, puntando a un più ambizioso obiettivo di riduzione entro il 2030 delle emissioni di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, e nel medio lungo termine, alla trasformazione dell'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra.

I nuovi target, che sono stati "recepiti" dalla Legge europea sul clima ma, per poter essere raggiunti, richiedono, a loro volta, una rideterminazione dei piani di sviluppo al 2030 delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e dell'interconnettività elettrica, fattori determinanti per abbassare la produzione di gas serra in modo molto più veloce alla fine del decennio. A tal fine, in sede europea, a luglio 2021, sono state presentate una serie di proposte legislative (cd. Pacchetto "Fit for 55").

La neutralità climatica nell'UE entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di riduzione netta di almeno il 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030 hanno costituito il riferimento per l'elaborazione degli

investimenti e delle riforme in materia di Transizione verde contenuti nei Piani nazionali di ripresa e resilienza, figurando tra i principi fondamentali base enunciati dalla Commissione UE nella Strategia annuale della Crescita sostenibile - SNCS 2021 (COM(2020) 575 final).

Il Piano nazionale italiano di ripresa e resilienza profila, dunque, un futuro aggiornamento degli obiettivi sia del Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) e della Strategia di lungo termine per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

Nelle more di tale aggiornamento, che sarà condizionato anche dall'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo "Fit for 55", il Ministero della Transizione ecologica ha adottato il Piano per la transizione ecologica PTE, che fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR). Sul Piano per la transizione ecologica (PTE), l'VIII Commissione Ambiente della Camera ha espresso, in data 15 dicembre 2021, parere favorevole con osservazioni.

Il Documento indica un nuovo obiettivo nazionale di riduzioni emissioni climalteranti al 2030. Il precedente obiettivo del PNIEC consisteva, in termini assoluti, in una riduzione da 520 milioni di tonnellate emesse nel 1990 a 328 milioni al 2030. Ora, il target 2030 è intorno a quota 256 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente (-72 tonnellate, con una percentuale di riduzione che passa da -58,54 a -103,13).

Il Piano indica quindi la necessità di operare ulteriori riduzioni di energia primaria rispetto a quanto già disposto nel PNIEC: la riduzione di energia primaria dovrebbe passare dal 43 al 45% (rispetto allo scenario energetico base europeo Primes 2007) da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio energetico come residenziale e trasporti, grazie anche alle misure avviate con il PNRR.

La generazione di energia elettrica dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025 e provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, fino a livelli prossimi al 95-100% nel 2050. Pur lasciando aperta la possibilità di un contributo delle importazioni, di possibili sviluppi tecnologici e della crescita di fonti rinnovabili finora poco sfruttate (come l'eolico offshore), si punterà sul solare fotovoltaico, che secondo le stime potrebbe arrivare tra i 200 e i 300 GW installati. Si tratta di un incremento notevole, di un ordine di grandezza superiore rispetto ai 21,4 GW solari che risultano operativi a fine 2020.

Per raggiungere invece i possibili obiettivi intermedi al 2030, ovvero una quota di energie rinnovabili pari al 72% della generazione elettrica, si stima che il fabbisogno di nuova capacità da installare arriverebbe a circa 70-75 GW di energie rinnovabili (mentre a fine 2019 la potenza efficiente lorda da fonte rinnovabile installata nel Paese risultava complessivamente pari a 55,5 GW).

Almeno due sono gli ostacoli - strettamente collegati - che devono essere superati: le difficoltà autorizzative che rallentano e limitano la crescita del settore e degli investimenti (il problema del "permitting" affrontato in sede PNRR e D.L. n. 77/2021) e la lenta progressione della capacità rinnovabile, che nel 2019 è cresciuta di poco più di 1,2 GW (750 MW di solare e 450 MW di eolico (secondo dati del GSE) e nel 2020 di soli 0,72 GW.

### 3. LOCALIZZAZIONE DELL'AREA DI PROGETTO

L'area del futuro impianto è situata nella porzione est della città di Taranto e geograficamente rientra nella subregione del Salento. Il sito dista circa 8 km, verso ESE, dal centro abitato di Taranto e poco più di 1 km, verso Ovest, dal centro abitato di Faggiano (TA). Esso confina:

- a Ovest con la strada provinciale S.P. 109 di collegamento Pulsano - San Giorgio Jonico,
- a Sud con la strada provinciale S.P. 107 di collegamento Faggiano - Talsano,
- a Est e a Nord con lotti agricoli.

Le seguenti figure 3.1 e 3.2 presentano in dettaglio la caratterizzazione infrastrutturale e del territorio circostante l'area di progetto.

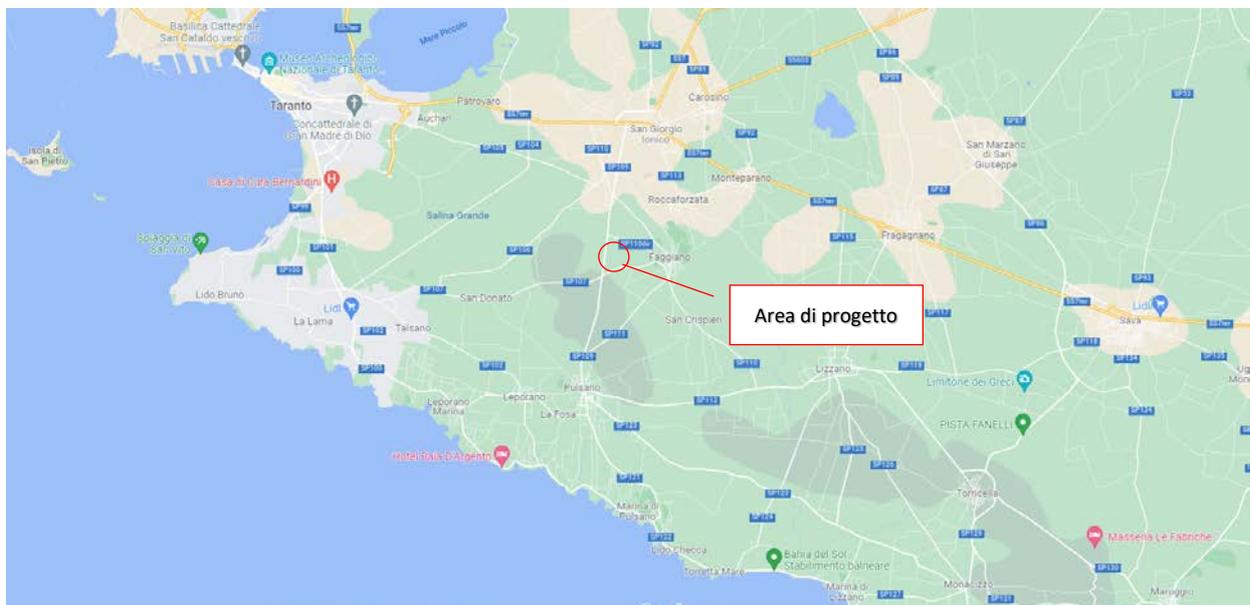


Figura 3.1 Inquadramento territoriale su scala vasta (Fonte: Google Maps)



Figura 3.2 Fotografia aerea dell'area del futuro impianto in progetto (Fonte: Google Earth)

### 3.1 DISTANZA DAI SITI DI RETE NATURA 2000

I Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS), sono inseriti nella "Rete Natura 2000", istituita ai sensi delle Direttive comunitarie "Habitat" 92/43 CEE e "Uccelli" 79/409 CEE, il cui obiettivo è garantire la presenza, il mantenimento e/o il ripristino di habitat e di specie peculiari del continente europeo.

Le linee guida per conseguire questi scopi vengono stabilite dai singoli stati membri e dagli enti che gestiscono le aree. La normativa nazionale di riferimento è il DPR 8/09/97 n. 357 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43 CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali, nonché della flora e della fauna selvatica". La normativa prevede, ai fini della salvaguardia della biodiversità mediante la conservazione di definiti habitat naturali e di specie della flora e della fauna, l'istituzione di "Siti di Importanza Comunitaria" e di "Zone speciali di conservazione".

L'elenco di tali aree è stato pubblicato con il DM 3 aprile 2000 del Ministero dell'Ambiente; in tali aree sono previste norme di tutela per le specie faunistiche e vegetazionali e possibili deroghe alle stesse in mancanza di soluzioni alternative valide e che comunque non pregiudichino il mantenimento della popolazione delle specie presenti nelle stesse.

La Regione Puglia ha a sua volta emanato la delibera della G.R. n. 1022 del 21/07/2005 con la quale, come recepite dalle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE, sono state individuate le Zone di Protezione Speciale (ZPS) e definiti gli adempimenti procedurali in ordine alla valutazione di incidenza di cui all'art. 5 del DPR 357/97. Tali aree si aggiungono ai SIC già definiti per adempiere agli obblighi comunitari. Con D.M. 19 giugno 2009 il Ministero dell'Ambiente ha aggiornato l'elenco delle ZPS individuate ai sensi della direttiva 79/409/Cee sulla conservazione degli uccelli selvatici, a seguito delle iniziative delle varie regioni. Ai fini

della tutela di tali aree e delle specie in essi presenti la legge regionale che regola la Valutazione d’Impatto Ambientale prevede che, qualora gli interventi ricadano in zone sottoposte a vincolo paesaggistico e/o all’interno di Siti di Importanza Comunitaria (SIC), anche solo proposti, e di Zone di Protezione Speciale (ZPS), l’esito della procedura di verifica e il giudizio di compatibilità ambientale devono comprendere se necessarie, la valutazione di incidenza.

L’area in esame non rientra all’interno di siti di Rete Natura 2000. Sono di seguito riportati i siti Rete Natura 2000 presenti in un intorno di 5 km dal perimetro esterno dell’area di progetto.

Tabella 3.1 Distanza minima dell’area di progetto rispetto ai siti Rete Natura 2000

Siti di Rete natura 2000	Distanza minima	Direzione
SIC IT9130004 “Mar Piccolo”	≈ 3 km	Nord-Ovest
SIC Mare IT9130008 “Posidonieto Isola di San Pietro - Torre Canneto”	≈ 7,5 km	Sud-Ovest

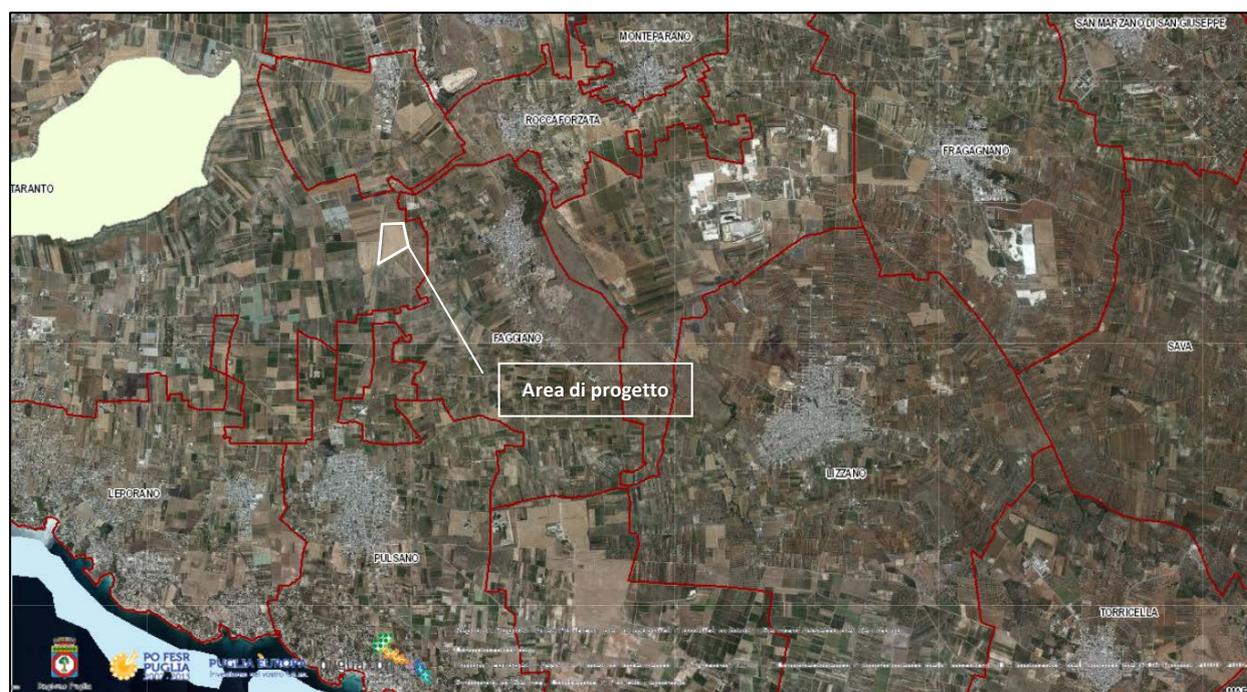


Figura 3.3 Ubicazione dell’area di progetto rispetto ai siti di Rete Natura 2000 più limitrofi (Fonte: portale SIT Puglia)

### 3.2 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI VIGENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Partendo dall’inquadramento territoriale del sito, nei paragrafi seguenti sono descritte le forme vincolistiche esistenti nell’area in esame, considerate a livello degli strumenti di pianificazione e secondo i vincoli urbanistici, territoriali, ambientali, paesaggistici individuati dagli strumenti urbanistici regionali e comunali.

Per l’inquadramento territoriale su cartografia si rimanda ai seguenti elaborati grafici allegati all’istanza.

### 3.2.1 PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE DELLA REGIONE PUGLIA (P.P.T.R.)

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (P.P.T.R.) è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del D. Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 “Codice dei beni culturali e del Paesaggio”, con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 “Norme per la pianificazione paesaggistica”. Il P.P.T.R. è stato approvato dalla Giunta Regionale con delibera n. 176 del 16 febbraio 2015, pubblicata sul BURP n. 39 del 23.03.2015<sup>8</sup>.

Esso è rivolto a tutti i soggetti, pubblici e privati e, in particolare, agli enti competenti in materia di programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio.

Il P.P.T.R. persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica" e del D. Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e successive modifiche e integrazioni, nonché in coerenza con le attribuzioni di cui all'articolo 117 della Costituzione, e conformemente ai principi di cui all'articolo 9 della Costituzione ed alla Convenzione Europea sul Paesaggio adottata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata con L. 9 gennaio 2006, n. 14.

Il P.P.T.R. persegue, in particolare, la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico autosostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Regione Puglia è organizzato in tre grandi capitoli:

- Atlante del Patrimonio Ambientale, Territoriale, Paesaggistico;
- Lo Scenario Strategico;
- il Sistema delle tutele.

---

<sup>8</sup> Il P.P.T.R. è stato successivamente aggiornato e rettificato con le seguenti Delibere di Giunta Regionale:

- DGR n. 240 del 8 marzo 2016 (BURP n. 32 del 22.03.2016)
- DGR n. 1162 del 26 luglio 2016 (BURP n. 94 suppl. del 11.08.2016)
- DGR n. 1702 del 8 novembre 2016 (BURP n. 137 del 29.11.2016)
- DGR n. 496 del 7 aprile 2017 (BURP n. 48 del 21.04.2017)
- DGR n. 2292 del 21 dicembre 2017 (BURP n. 19 del 05.02.2018)
- DGR n. 1471 del 02 agosto 2018 (BURP n. 117 del 10.09.2018)
- DGR n. 2439 del 21 dicembre 2018 (BURP n. 19 del 18.02.2018)
- DGR n. 932 del 21 maggio 2019 (BURP n. 70 del 22.06.2019)
- DGR n. 1334 del 16 luglio 2019 (BURP n. 94 del 20.08.2019)
- DGR n. 1543 del 2 agosto 2019 (BURP n. 103 del 10.09.2019)
- DGR n. 1546 del 2 agosto 2019 (BURP n. 105 del 13.09.2019)
- DGR n. 2309 del 9 dicembre 2019 (BURP n. 9 del 21.01.2020)
- DGR n. 574 del 21 aprile 2020 (BURP n. 66 del 11.05.2020)
- DGR n. 1632 del 8 ottobre 2020 (BURP n. 145 del 20.10.2020)

### 3.2.1.A Atlante del Patrimonio Ambientale, Territoriale, Paesaggistico

La Carta dei Paesaggi della Puglia, che fa parte degli elaborati dell'“Atlante del Patrimonio Ambientale, Territoriale e Paesaggistico”, rappresenta la sintesi dei caratteri identitari di unità territoriali omogenee e riconoscibili: gli ambiti e le figure territoriali. Il paesaggio di ogni ambito è identificabile sulla base della sua fisionomia caratteristica, che è il risultato “visibile”, la sintesi “percettibile” dell’interazione di tutte le componenti (fisiche, ambientali e antropiche) che lo determinano. Questa carta costituisce una interpretazione strutturale dei paesaggi che utilizza in modo combinato le descrizioni di sintesi dell’atlante del patrimonio.

Attraverso la combinazione e l’arrangiamento spaziale dei caratteri morfologici, litologici, di copertura del suolo e delle strutture insediative, è stato possibile individuare pattern del mosaico territoriale distinguibili da quelli circostanti, in modo che ciascuno di essi potesse essere percepito, identificato e cartografato come un paesaggio a sè stante. In particolare, in maniera induttiva, dall’osservazione del territorio si è passati alla determinazione delle dominanti di ciascun paesaggio e alla selezione delle componenti morfologiche, agro-ambientali o insediative capaci di rappresentarle al meglio. In questo modo è stato possibile identificare paesaggi complessi attraverso un numero relativamente ridotto di elementi, relativi e caratteristici che si sono considerati come “riassuntivi” della enorme quantità di interazioni che contribuiscono a determinare un paesaggio.

L’area in esame ricade nell’ambito di paesaggio n. 8. “ARCO IONICO TARANTINO” (cfr. Figura 3.4).

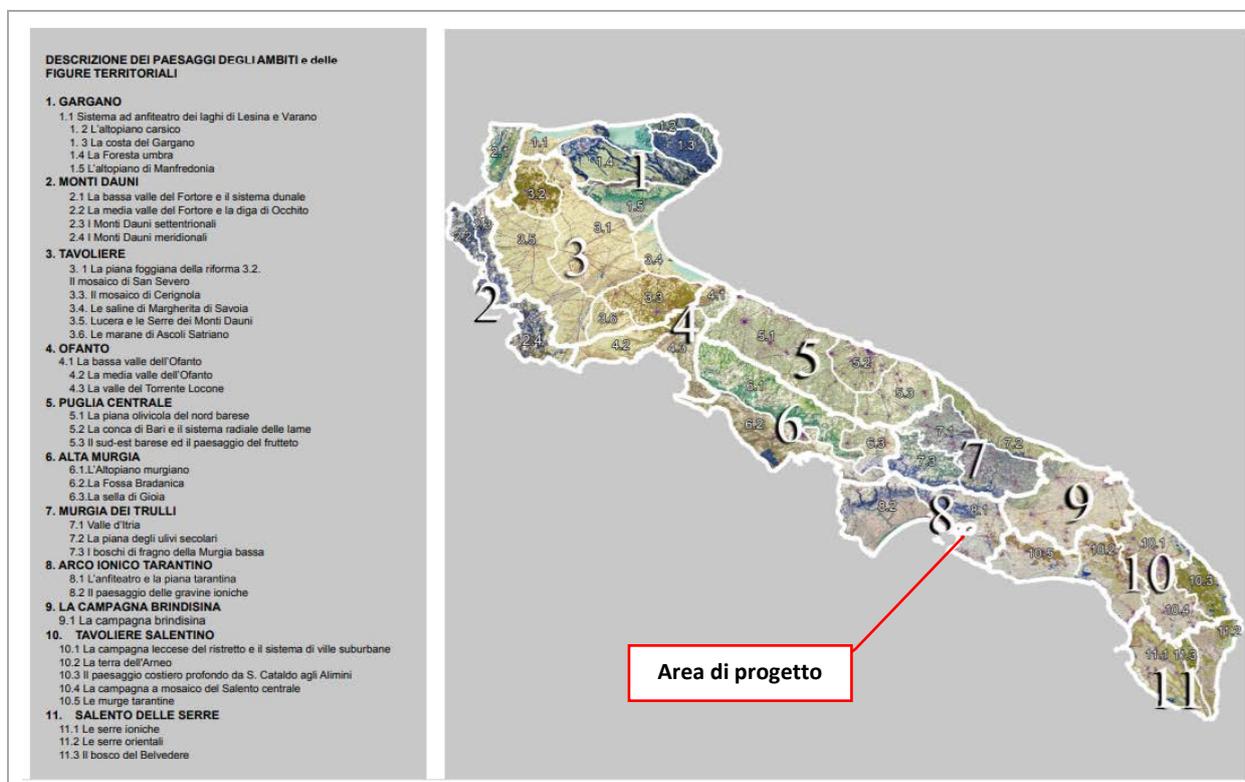


Figura 3.4. Articolazione della Regione Puglia in ambiti di paesaggio (Fonte: P.P.T.R.)

Le peculiarità del paesaggio dell'arco ionico tarantino, dal punto di vista idrogeomorfologico, sono strettamente legate ai caratteri orografici ed idrografici dei rilievi ed alla diffusione dei processi carsici. La presenza di una ricca e profonda falda freatica ha favorito l'insediamento su calcarenite. Le gravine e le lame a ovest della provincia hanno conosciuto dunque un insediamento rupestre di lunghissimo periodo, con abitati modellati sul deflusso delle acque e terrazzamenti abitati e coltivati (cereali, orti, giardini), con fasi di frequentazione più intensa durante la fase della civiltà appenninica e in età tardoantica e altomedievale, che interessa quasi tutti gli insediamenti, compresa Taranto.

La strutturazione della rete viaria ha dovuto tener conto dei dislivelli dei terrazzamenti, superati o attraverso tagli incisi nella roccia (dislivelli minori), oppure individuando il percorso nel fondo delle lame e delle gravine (dislivelli maggiori), e si articola in una viabilità litoranea, dai caratteri di stabilità solo a partire dalla metà del XX secolo (essendo state le aree costiere, caratterizzate da paludi e incolti produttivi, bonificate solo a partire dal Sette-Ottocento) e in una viabilità murgiana composta sia da vie di lunga percorrenza, a valle o a monte delle gravine, sia da vie che corrono sul ciglio delle gravine e ad esse parallele (Brindisi-Taranto, Bari-Taranto, Egnazia-Taranto, Monopoli-Taranto). Con queste vie di medio-lunga percorrenza si intersecavano reti viarie minori che collegavano i casali di campagna alle città maggiori, secondo moduli stellari multipli che in età moderna, con la diffusione del modello masseriale cerealicolo-pastorale e di allevamento e la crisi della rete dei casali, si semplificano notevolmente.

La città-porto di Taranto, ricca di storia, si colloca a cerniera fra i sistemi dell'arco tarantino a nord-ovest e delle Murge tarantine a sud-est, il cui sistema è costituito da una rete di centri mediopiccoli sui rilievi e una rete di villaggi rurali in una pianura meno acquitrinosa di quella metapontina, sorti in relazione allo sviluppo della coltura vinicola della seconda metà del Settecento. Tratto caratteristico di lunga durata di un paesaggio agrario molto vario, in cui il binomio cerealicoltura/allevamento si arricchisce con colture orticole e industriali, olivicole e viticole in settori specializzati, è il giardino, che storicamente occupa tutti i sistemi insediativi presenti nel territorio, dalla città (il "ristretto") ai nuclei produttivi rurali (masserie, casini, ville), sino a connotare ampie porzioni di territorio anche relativamente distanti dagli abitati (ad es. le Paludi del Tara e le forre lungo il litorale tarantino sud-orientale).

### 8.1 L'anfiteatro e la piana tarantina

Baricentro della figura territoriale è la città di Taranto, con il suo territorio di riferimento articolato attorno alle importanti vie di comunicazione che la raggiungono dai lievi pendii a est e ad ovest, creando la distinzione in due figure dell'ambito. Terminale del morfotipo territoriale n. 3 ("I sistemi lineari a corda ionico-adriatici"), articola in parte anche la morfotipologia territoriale n. 22 ("Il sistema a pettine della Murgia salentina").

L'identità di lunga durata assegna a Taranto il carattere di una vera e propria "città d'acqua", la cui fortuna è basata prevalentemente sulle risorse naturali offerte dai due mari che l'insediamento ha interpretato magistralmente: la leggenda di fondazione lega la nascita della colonia magno-greca alla presenza delle sorgenti del Tara (da cui deriva il nome stesso della città), testimoniando così la rilevanza che il corso d'acqua ebbe fin dall'antichità.

La città offre ancora oggi un “paesaggio urbano di struggente bellezza”, per la rilevanza geografica dei luoghi, per la presenza dell’acqua, per la luce mediterranea tagliente. La città si sviluppa lungo un tratto di costa che presenta i caratteri di una falesia molto antropizzata, intorno alla quale si elevano concentricamente i versanti terrazzati delle Murge. Tratti sabbiosi sono presenti solo localmente intorno al Mar Grande e al Mar Piccolo: i due imponenti bacini, frutto di abbassamenti della costa, sono separati tra loro da due penisole collegate ad un’isola artificiale, separata dalla terraferma da un canale navigabile. Il Mar Piccolo ed il Mar Grande dividono il centro in due parti anche funzionalmente distinte: a ovest l’enorme area produttiva dell’ILVA, ad est la città storica consolidata con le sue marine che inglobano i centri minori di Talsano, Leporano, Pulsano. La “fabbrica” ad ovest e la “residenza” ad est. L’insediamento dell’ILVA segna un orizzonte temporale per Taranto, che vede il passaggio da un territorio con forte struttura agraria, caratterizzato dalla presenza di masserie e da un sistema di pascoli fortemente legato ai caratteri naturali, ad un sistema industriale ad alto impatto ambientale, in cui le permanenze storico architettoniche sono spesso abbandonate o divengono residuali ed inglobate in una “rossa città fabbrica”. La città stessa non è priva di valori: il rilevante patrimonio presente nel museo archeologico, le tracce della lunga ed interessante cultura locale dell’acqua, le grandi potenzialità che si intravedono nel restauro dell’antica isola urbana. Lungo le sponde dei due mari sono presenti ancora diverse aree ad alto valore naturalistico, dovuto talvolta anche allo stato di abbandono in cui versano. Molte di queste aree sono umide e rappresentano un elemento strategico da cui partire per un progetto locale che punti ad una migliore qualità urbana e alla bonifica ambientale dei luoghi. Il litorale dei due mari è solcato dalle foci di alcuni corsi d’acqua dal breve corso, alimentati dal sistema di risorgive carsiche interne. Verso sud est le Murge Tarantine si allungano tra Mottola e Crispiano e tra Crispiano e Lizzano, riaffiorano in una serie di rilievi discontinui aventi pareti con pendenze molto accentuate che si staccano nettamente dal paesaggio circostante. Su questi rilievi spiccano i centri di Mottola Grottaglie e Montemesola, che, posti in posizione cacuminale, dominano il bellissimo panorama del golfo di Taranto, la vallata che si estende tra Grottaglie e San Giorgio Ionico e l’estesa pianura fino a Pulsano, Leporano. Significativo è inoltre l’affioramento calcareo della Serra Belvedere sulle cui pendici si attestano i centri di San Giorgio Ionico, Roccaforzata, Faggiano e San Crispieri, a est della città di Taranto.

Il paesaggio della piana tarantina orientale è caratterizzato morfologicamente da ripiani pianeggianti o debolmente inclinati verso il mare, con scarpate in corrispondenza degli orli dei terrazzi associati alle antiche linee di costa e delle faglie (talora non facilmente distinguibili) che interessano il substrato calcareo; questi ripiani raccordano l’altopiano murgiano alla costa. Il territorio a nord del Mar Piccolo è caratterizzato da un vasto pianoro lievemente declinante verso il bacino interno, solcato da dolci lame. Qui la costa si presenta bassa, prevalentemente rocciosa e frastagliata, a profilo sub-orizzontale e con piccole insenature variamente profonde che proteggono spiagge sabbiose. Tra le spiagge sono ampi i tratti bassi di scogliera, costituiti da piccole conche piatte che si affacciano su una piattaforma rocciosa coperta da pochi centimetri d’acqua e un folto tappeto di alghe. La figura si caratterizza a Sud-Est del capoluogo per il paesaggio rurale del vigneto, sconfinante verso est nei territori dei casali di Leporano e Pulsano, con un notevole sistema di masserie a maglie molto larghe, immerso all’interno della matrice agricola a vigneto. Questa parte della figura si caratterizza per la pervasività dell’insediamento lungo la linea di costa,

determinando un mosaico periurbano molto esteso che tende a impedire qualsiasi relazione tra la costa e il territorio rurale dell'entroterra. Verso nord il morfotipo rurale prevalente, supportato da un sistema di masserie, è essenzialmente legato ad elementi di naturalità costruendo combinazioni di seminativo/pascolo e di seminativo/bosco e oliveto/bosco; quest'ultimo soprattutto in corrispondenza dei "gradini" tra un "terrazzo" e l'altro.

### **3.2.1.B Lo Scenario Strategico**

In materia di sviluppo di energie rinnovabili, il P.P.T.R. individua i seguenti obiettivi specifici:

- favorire la riduzione dei consumi di energia;
- favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili sul territorio;
- favorire l'uso integrato delle FER sul territorio;
- 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
- disincentivare la localizzazione di centrali fotovoltaiche a terra nei paesaggi rurali;
- misure per cointeressare i comuni nella produzione di megaeolico (riduzione);
- limitazione drastica delle zone vocate favorendo l'aggregazione intercomunale;
- attivare regole per le energie da autoconsumo (eolico, fotovoltaico, solare termico) nelle città e negli edifici rurali;
- attivare azioni sinergiche e l'integrazione dei processi;
- sviluppare l'energia da biomasse: potature oliveti e vigneti, rimboschimenti con funzioni di mitigazione ambientale, ecc.

La Regione Puglia, in applicazione del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 Settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", si è dotata di apposito Regolamento Regionale del 30 dicembre 2010, n. 24 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia". Il P.P.T.R. prevede specifiche limitazioni nelle prescrizioni di cui all'elaborato 6 "Il sistema delle tutele: beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici", finalizzate a salvaguardare i valori paesaggistici espressi da detti beni e contesti. Ai fini della valutazione degli impianti che ricadono all'esterno delle aree definite "non idonee" da Regolamento Regionale N. 24/2010, occorre comunque fare riferimento agli indicatori 3.2.2.2 "frammentazione del paesaggio", 3.2.2.6 "esperienza del paesaggio rurale", 3.2.2.7 "artificializzazione del paesaggio rurale" contenuti nell'Elaborato 7 del P.P.T.R. "Il rapporto ambientale", al fine di valutare tutti gli aspetti intrinseci legati al contesto locale, alla continuità di alcuni contesti paesaggistici, rappresentati per esempio dalla Rete Ecologica, coerenti con la disciplina vigente in materia di conservazione e valorizzazione del progetto territoriale per il paesaggio regionale.

Il P.P.T.R. privilegia la localizzazione di impianti fotovoltaici e/o termici che sarà eventualmente accompagnata da misure incentivanti e agevolazioni di carattere procedurale nelle seguenti aree:

- nelle aree produttive pianificate e nelle loro aree di pertinenza (in applicazione degli indirizzi e direttive delle linee guida APPEA);
- sulle coperture e sulle facciate degli edifici abitativi, commerciali, di servizio, di deposito, ecc.;
- su pensiline e strutture di copertura di parcheggi, zone di sosta o aree pedonali; - nelle installazioni per la cartellonistica pubblicitaria e la pubblica illuminazione;
- lungo le strade extraurbane principali (tipo B Codice della Strada) (fatte salve le greenways e quelle di interesse panoramico censite negli elaborati 3.2.12, 4.2.3, 4.3.5) ed in corrispondenza degli svicoli, quali barriere antirumore o altre forme di mitigazione con l'asse stradale;
- nelle aree estrattive dismesse (ove non sia già presente un processo di rinaturalizzazione), su superfici orizzontale o su pareti verticali.

### **3.2.1.C Il Sistema delle Tutele**

Il Piano Paesaggistico della Regione Puglia (P.P.T.R.) ha condotto, ai sensi dell'articolo 143 co.1 lett. b) e c) del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) la ricognizione sistematica delle aree sottoposte a tutela paesaggistica, nonché l'individuazione, ai sensi dell'art. 143 co. 1 lett. e) del Codice, di ulteriori contesti che il Piano intende sottoporre a tutela paesaggistica.

Le aree sottoposte a tutele dal P.P.T.R. si dividono pertanto in beni paesaggistici, ai sensi dell'art.134 del Codice, e ulteriori contesti paesaggistici ai sensi dell'art. 143 co.1 lett. e) del Codice. I beni paesaggistici si dividono ulteriormente in due categorie di beni:

Gli immobili ed aree di notevole interesse pubblico (ex art. 136 del Codice), ovvero quelle aree per le quali è stato emanato un provvedimento di dichiarazione del notevole interesse pubblico e le aree tutelate per legge (ex art. 142 del Codice).

L'insieme dei beni paesaggistici e degli ulteriori contesti paesaggistici è organizzato in tre strutture, a loro volta articolate in componenti:

#### **6.1. Struttura idrogeomorfologica**

##### **6.1.1 Componenti idrologiche**

##### **6.1.2 Componenti geomorfologiche**

#### **6.2. Struttura ecosistemica e ambientale**

##### **6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali**

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

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

##### **6.3.1 Componenti culturali e insediative**

##### **6.3.2 Componenti dei valori percettivi.**

Si riportano, di seguito, alcuni estratti cartografici per l'area in esame relativi alle aree sottoposte a tutele dal P.P.T.R., come sopra definite.



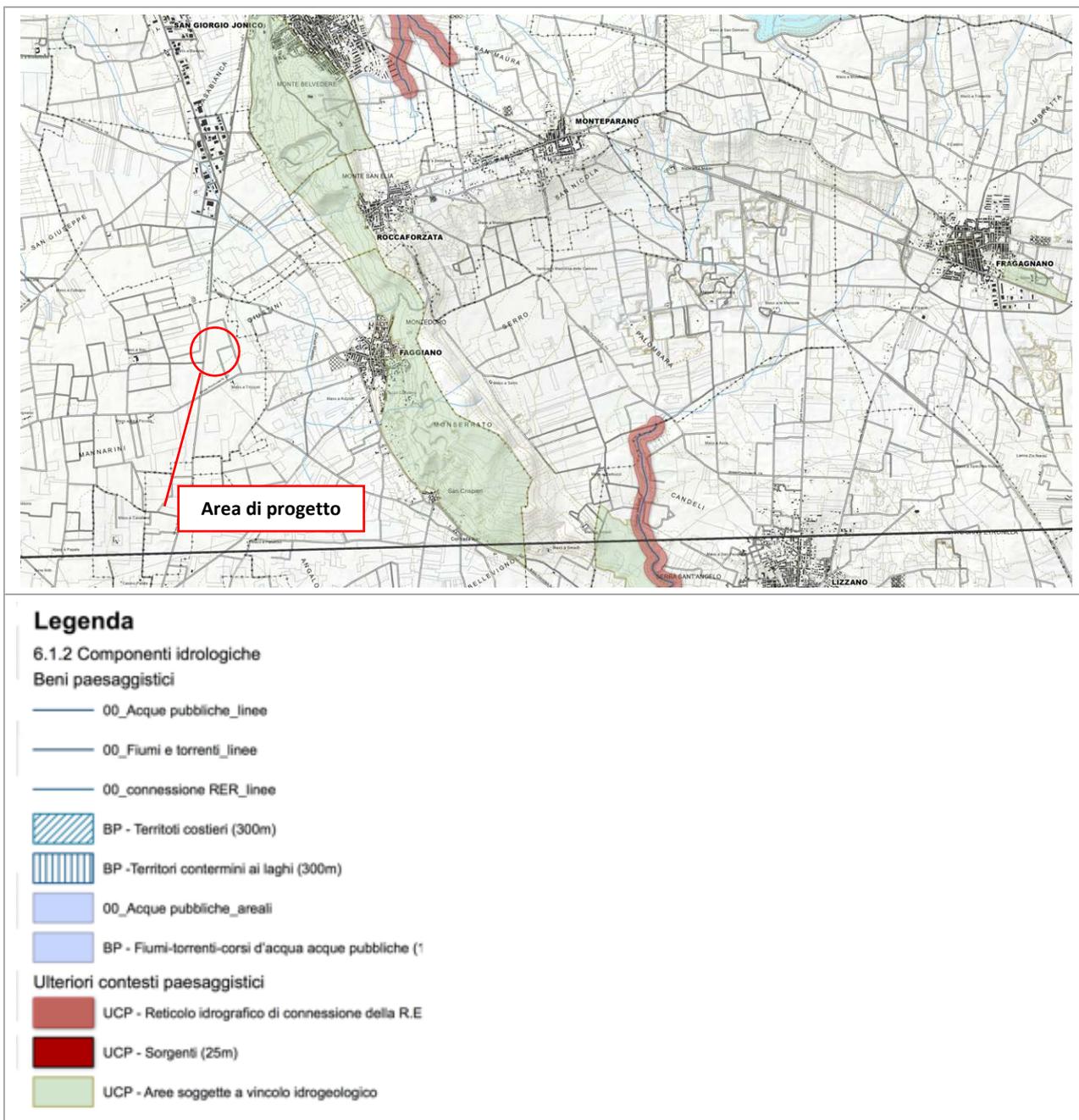
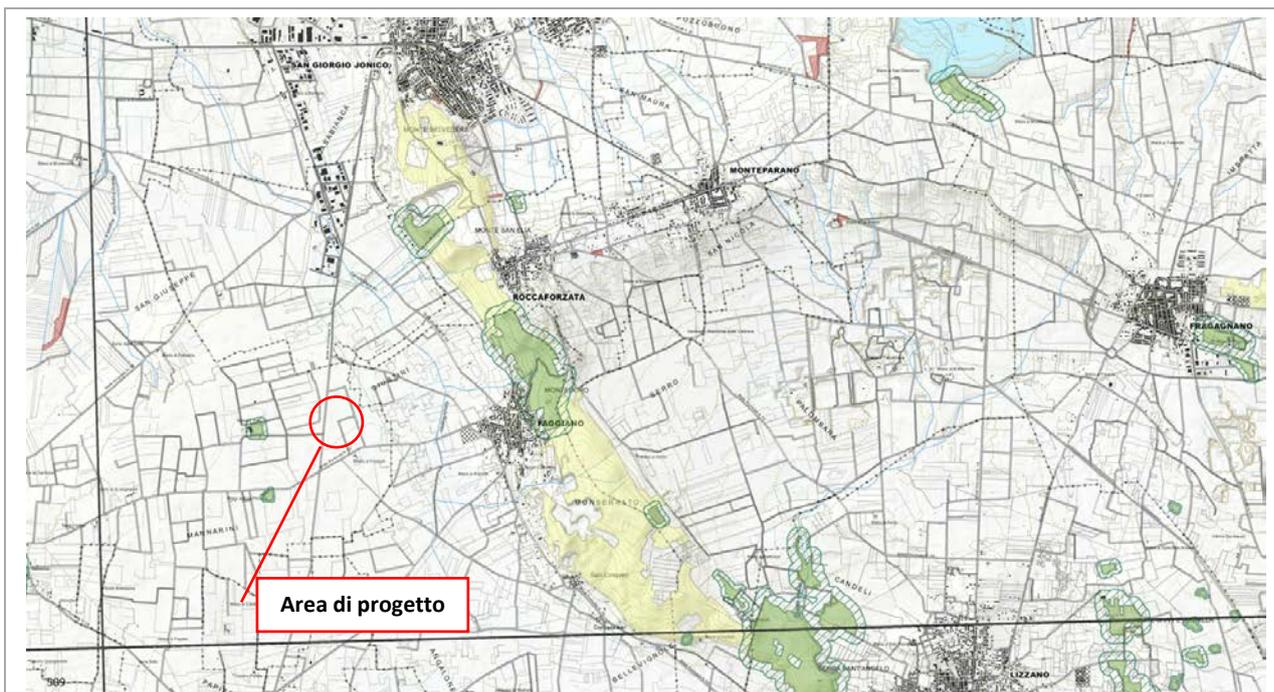


Figura 3.6 Estratto della Tavola 6.1.2 - Componenti idrologiche (Fonte: P.P.T.R.)



### Legenda

#### 6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali

##### Beni paesaggistici

 BP - Zone umide Ramsar

 BP - Boschi

##### Ulteriori contesti paesaggistici

 UCP - Aree umide

 UCP - Aree di rispetto dei boschi (100m)

 UCP - Prati e pascoli naturali

 UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale

Figura 3.7 Estratto della Tavola 6.2.1 - Componenti botanico-vegetazionali (Fonte: P.P.T.R.)

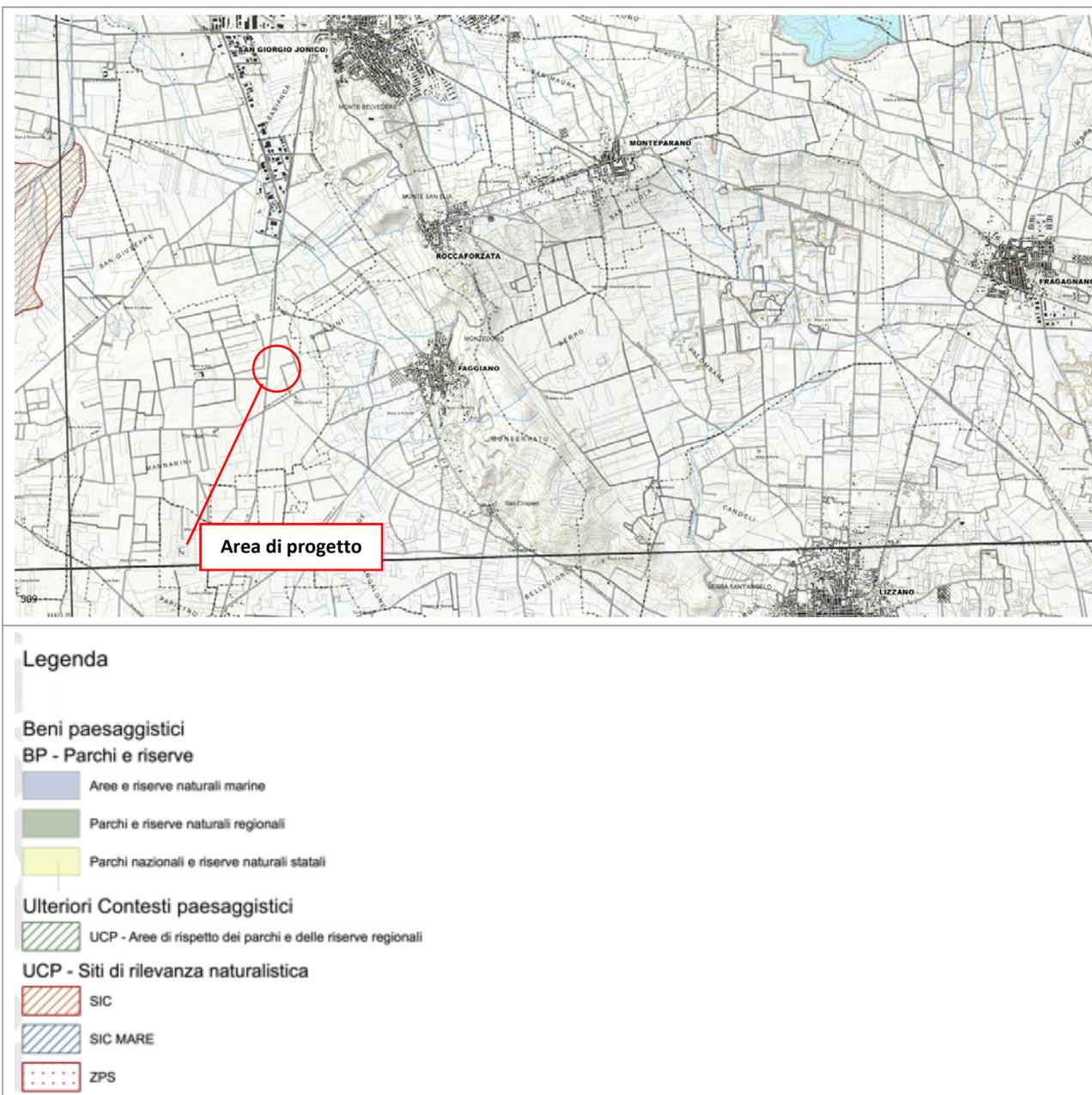
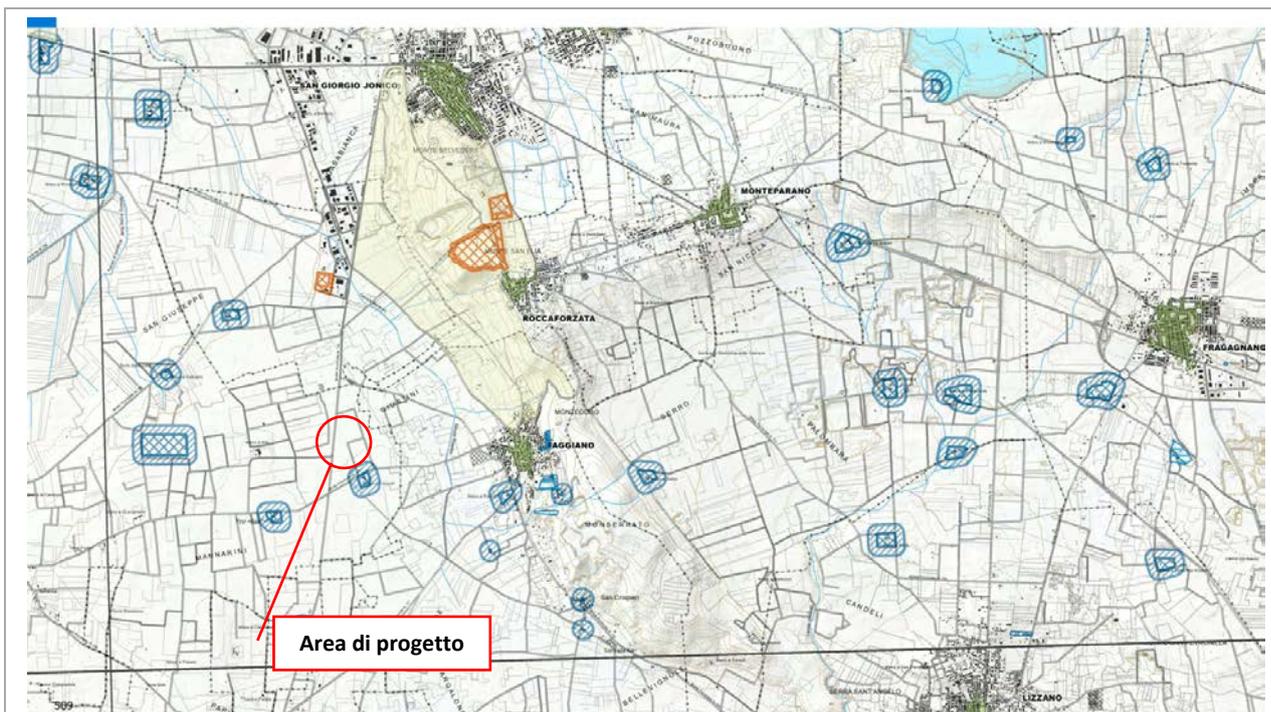


Figura 3.8 Estratto della Tavola 6.2.2 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (Fonte: P.P.T.R.)



## Legenda

### 6.3.1 Componenti culturali e insediative

#### Beni Paesaggistici

-  BP - Zone gravate da usi civici (validate)
-  BP - Zone gravate da usi civici (non validate)
-  BP - Zone di interesse archeologico
-  BP - Immobili e aree di notevole interesse pubblico

#### Ulteriori Contesti Paesaggistici

-  UCP - Città consolidata
- UCP - Testimonianza della stratificazione insediativa
  -  UCP - stratificazione insediativa - rete tratturi
  -  UCP - stratificazione insediativa - siti storico culturali
  -  UCP - aree a rischio archeologico
- UCP - Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m)
  -  UCP - area di rispetto - rete tratturi
  -  UCP - area di rispetto - siti storico culturali
  -  UCP - area di rispetto - zone di interesse archeologico
  -  UCP - Paesaggi rurali

Figura 3.9 Estratto della Tavola 6.3.1 - Componenti culturali e insediative (Fonte: P.P.T.R.)

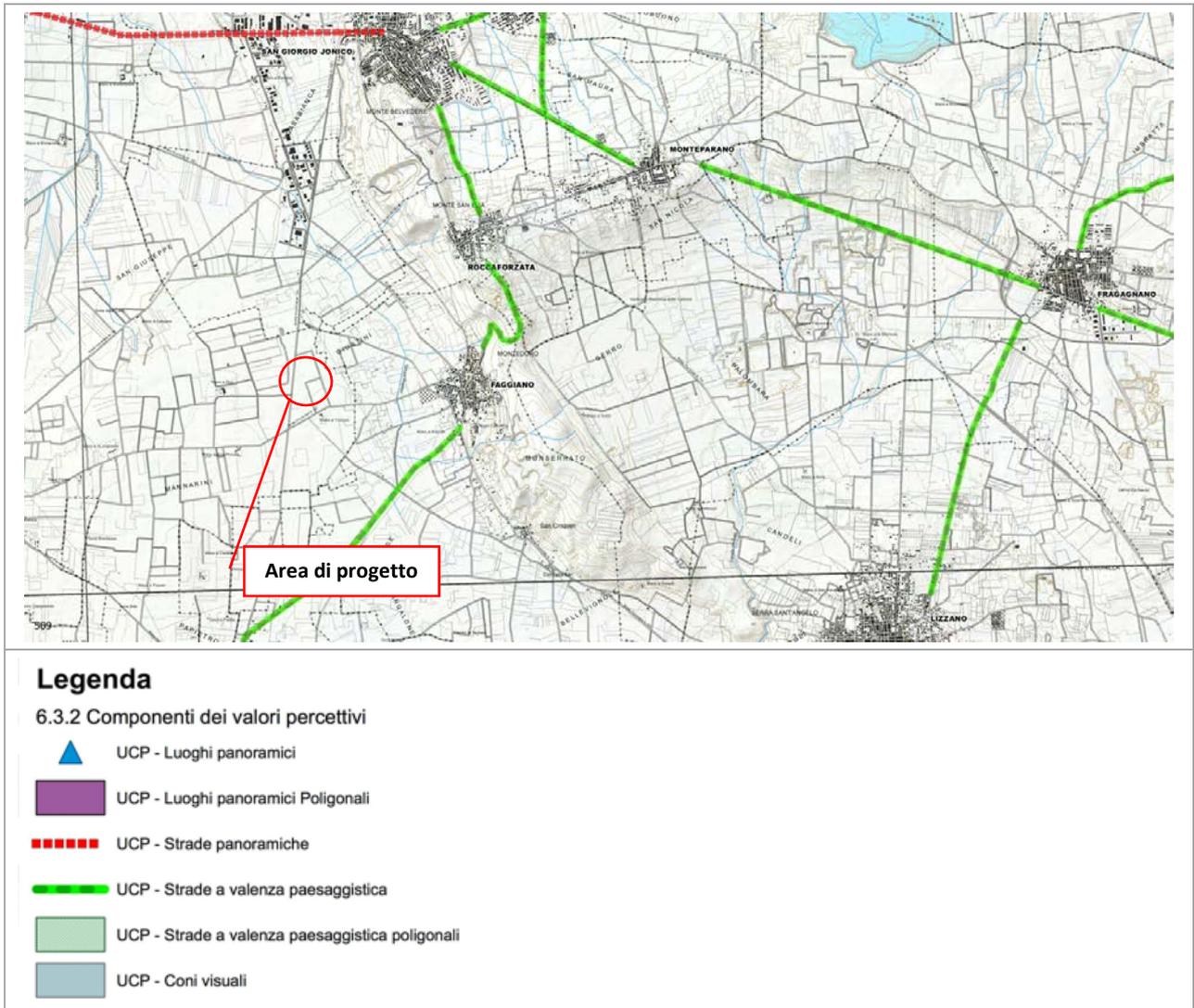


Figura 3.10 Estratto della tavola 6.3.2 Componenti dei valori percettivi (Fonte: P.P.T.R.)

L'area del futuro impianto fotovoltaico non ricade in nessuna delle aree sottoposte a tutela dal P.P.T.R.; si segnala che nelle vicinanze è presente la Masseria Troccoli, la quale è indicata come sito storico culturale con relativa fascia di rispetto (cfr. Figura 3.9).

L'Art. 74 delle Norme Tecniche di Attuazione (di seguito in breve "NTA") del P.P.T.R. individua le componenti culturali e insediative, che comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti.

I beni paesaggistici sono costituiti da:

- 1) immobili e aree di notevole interesse pubblico;
- 2) zone gravate da usi civici;
- 3) zone di interesse archeologico.

Gli ulteriori contesti sono costituiti da:

- 1) Città consolidata;
- 2) testimonianze della stratificazione insediativa;
- 3) area di rispetto delle componenti culturali e insediative;
- 4) paesaggi rurali.

Ai sensi dell'Art. 76 "Definizioni degli ulteriori contesti riguardanti le componenti culturali e insediative" delle NTA, le testimonianze della stratificazione insediativa (art 143, comma 1, lett. e, del Codice), così come individuati nelle tavole della sezione 6.3.1 consistono in:

- a) siti interessati dalla presenza e/o stratificazione di beni storico culturali di particolare valore paesaggistico in quanto espressione dei caratteri identitari del territorio regionale: segnalazioni architettoniche e segnalazioni archeologiche;
- b) aree appartenenti alla rete dei tratturi e alle loro diramazioni minori in quanto monumento della storia economica e locale del territorio pugliese interessato dalle migrazioni stagionali degli armenti e testimonianza archeologica di insediamenti di varia epoca. Tali tratturi sono classificati in "reintegrati" o "non reintegrati" come indicato nella Carta redatta a cura del Commissariato per la reintegra dei Tratturi di Foggia del 1959. Nelle more dell'approvazione del Quadro di assetto regionale, di cui alla LR n. 4 del 5.2.2013, i piani ed i progetti che interessano le parti di tratturo sottoposte a vincolo ai sensi della Parte II e III del Codice dovranno acquisire le autorizzazioni previste dagli artt. 21 e 146 dello stesso Codice. A norma dell'art. 7 co 4 della LR n. 4 del 5.2.2013, il Quadro di assetto regionale aggiorna le ricognizioni del Piano Paesaggistico Regionale per quanto di competenza;
- c) aree a rischio archeologico in quanto interessate dalla presenza di frammenti e da rinvenimenti isolati o rinvenienti da indagini su foto aeree e da riprese all'infrarosso.

L'area di rispetto delle componenti culturali e insediative (art 143, comma 1, lett. e, del Codice) consiste in una fascia di salvaguardia dal perimetro esterno dei siti di cui al precedente punto 2), lettere a) e b), e delle zone di interesse archeologico di cui all'art. 75, punto 3, finalizzata a garantire la tutela e la valorizzazione del contesto paesaggistico in cui tali beni sono ubicati. In particolare:

- per le testimonianze della stratificazione insediativa di cui al precedente punto 2, lettera a) e per le zone di interesse archeologico di cui all'art. 75, punto 3, prive di prescrizioni di tutela indiretta ai sensi dell'art. 45 del Codice, essa assume la profondità di 100 m se non diversamente cartografata nella tavola 6.3.1.
- per le aree appartenenti alla rete dei tratturi di cui all'art.75 punto 3) essa assume la profondità di 100 metri per i tratturi reintegrati e la profondità di 30 metri per i tratturi non reintegrati.

Si riportano, di seguito, gli indirizzi e le direttive stabilite dalle norme tecniche per le componenti culturali e insediative:

**Art. 77 Indirizzi per le componenti culturali e insediative**

*1. Gli interventi che interessano le componenti culturali e insediative devono tendere a:*

*a. assicurarne la conservazione e valorizzazione in quanto sistemi territoriali integrati, relazionati al territorio nella sua struttura storica definita dai processi di territorializzazione di lunga durata e ai caratteri identitari delle figure territoriali che lo compongono;*

*b. mantenerne leggibile nelle sue fasi eventualmente diversificate la stratificazione storica, anche attraverso la conservazione e valorizzazione delle tracce che testimoniano l'origine storica e della trama in cui quei beni hanno avuto origine e senso giungendo a noi come custodi della memoria identitaria dei luoghi e delle popolazioni che li hanno vissuti;*

- c. salvaguardare le zone di proprietà collettiva di uso civico al fine preminente di rispettarne l'integrità, la destinazione primaria e conservarne le attività silvo-pastorali;*
- d. garantirne una appropriata fruizione/utilizzazione, unitamente alla salvaguardia/ripristino del contesto in cui le componenti culturali e insediative sono inserite;*
- e. promuovere la tutela e riqualificazione delle città consolidate con particolare riguardo al recupero della loro percettibilità e accessibilità monumentale e alla salvaguardia e valorizzazione degli spazi pubblici e dei viali di accesso;*
- f. evidenziare e valorizzare i caratteri dei paesaggi rurali di interesse paesaggistico;*
- g. reinterpretare la complessità e la molteplicità dei paesaggi rurali di grande valore storico e identitario e ridefinirne le potenzialità idrauliche, ecologiche, paesaggistiche e produttive.*

#### **Art. 78 Direttive per le componenti culturali e insediative**

*1. Gli enti e i soggetti pubblici, nei piani urbanistici, territoriali e di settore, anche mediante accordi con la Regione, con gli organi centrali o periferici del Ministero per i beni e le attività culturali in base alle rispettive competenze e gli altri soggetti pubblici e privati interessati:*

*a) tenuto conto del carattere di inquadramento generale della Carta dei Beni Culturali della Regione – CBC (tav. 3.2.5) ne approfondiscono il livello di conoscenze:*

- analizzando nello specifico i valori espressi dalle aree e dagli immobili ivi censiti;*
- ove necessario, con esclusivo riferimento agli ulteriori contesti, verificando e precisando la localizzazione e perimetrazione e arricchendo la descrizione dei beni indicati con delimitazione poligonale di individuazione certa;*
- curando l'esatta localizzazione e perimetrazione dei beni indicati in modo puntiforme di individuazione certa e poligonale di individuazione incerta;*

*b) individuano zone nelle quali la valorizzazione delle componenti antropiche e storico-culturali, in particolare di quelle di interesse o comunque di valore archeologico, richieda la istituzione di Parchi archeologici e culturali da destinare alla fruizione collettiva ed alla promozione della identità delle comunità locali e dei luoghi;*

*c) individuano le componenti antropiche e storico-culturali per le quali possa valutarsi la sussistenza del notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 del Codice o dell'interesse culturale ai sensi dell'art. 13 del Codice, proponendo l'avvio dei relativi procedimenti alle Autorità competenti;*

*d) assicurano la salvaguardia delle caratteristiche e dei valori identitari delle componenti antropiche e storicoculturali, in coerenza con il Documento Regionale di Assetto Generale di cui all'art. 4 della L.R.27 luglio 2001, n. 20 e con le linee guida per il restauro e il riuso recupero dei manufatti in pietra a secco (elaborato 4.4.4), per il recupero, la manutenzione e il riuso dell'edilizia e dei beni rurali (elaborato 4.4.6);*

*e) Incentivano la fruizione sociale sia dei Contesti topografici stratificati, in quanto sistemi territoriali comprendenti insiemi di siti di cui si definiscono le relazioni coevolutive, sia delle aree di grande pregio e densità di beni culturali e ambientali a carattere tematico (sistemi di ville, di masserie, di uliveti monumentali ecc.) di cui al progetto territoriale n. 5 "Sistemi territoriali per la fruizione dei beni patrimoniali";*

*f) tutelano e valorizzano gli alberi di ulivo monumentali, anche isolati, in virtù della loro rilevanza per l'identità del paesaggio, della storia e della cultura regionali, nonché della funzione produttiva, di difesa ecologica e idrogeologica, come individuati a norma degli artt. 4 e 5 della L.R.14/2007;*

g) tutelano e valorizzano i beni diffusi nel paesaggio rurale quali muretti a secco, siepi, terrazzamenti; architetture minori in pietra a secco quali specchie, trulli, lamie, cisterne, pozzi, canalizzazioni delle acque piovane; piante, isolate o a gruppi, di rilevante importanza per età, dimensione, significato scientifico, testimonianza storica; ulivi monumentali come individuati ai sensi della LR 14/2007; alberature stradali e poderali;

h) ridefiniscono l'ampiezza dell'area di rispetto delle testimonianze della stratificazione insediativa, finalizzata a garantire la tutela e la valorizzazione del contesto paesaggistico in cui tali immobili e aree sono inseriti, in funzione della natura e significatività del rapporto esistente tra il bene archeologico e/o architettonico e il suo intorno espresso sia in termini ambientali, sia di contiguità e di integrazione delle forme d'uso e di fruizione visiva;

i) assicurano che nell'area di rispetto delle componenti culturali e insediative di cui all'art. 76, punto 3) sia evitata ogni alterazione della integrità visuale nonché ogni destinazione d'uso non compatibile con le finalità di salvaguardia e sia perseguita la riqualificazione del contesto, individuando i modi per innescare processi di corretto riutilizzo e valorizzazione o incentivi per il ripristino dei caratteri originari del contesto qualora fossero stati alterati o distrutti;

l) allo scopo della salvaguardia delle zone di proprietà collettiva di uso civico, ed al fine preminente di rispettarne l'integrità, la destinazione primaria e conservarne le attività silvo-pastorali, approfondiscono il livello di conoscenze curandone altresì l'esatta perimetrazione e incentivano la fruizione collettiva valorizzando le specificità naturalistiche e storico-tradizionali in conformità con le disposizioni di cui alla L.R.28 gennaio 1998, n. 7, coordinandosi con l'ufficio regionale competente. [...]

Di seguito le misure di salvaguardia individuate dalle norme tecniche di attuazione del P.P.T.R. per l'area di rispetto delle componenti culturali insediative (tra cui rientra la masseria Troccoli posta nelle vicinanze dell'area di progetto):

**Art. 82 Misure di salvaguardia e di utilizzazione per l'area di rispetto delle componenti culturali insediative.**

1. Fatta salva la disciplina di tutela dei beni culturali prevista dalla Parte II del Codice, nell'area di rispetto delle componenti culturali insediative di cui all'art. 76, punto 3, ricadenti in zone territoriali omogenee a destinazione rurale alla data di entrata in vigore del presente piano, si applicano le misure di salvaguardia e di utilizzazione di cui ai successivi commi 2) e 3).

2. In sede di accertamento di compatibilità paesaggistica di cui all'art. 91, ai fini della salvaguardia e della corretta utilizzazione dei siti di cui al presente articolo, si considerano non ammissibili tutti i piani, progetti e interventi in contrasto con gli obiettivi di qualità e le normative d'uso di cui all'art. 37 e in particolare, fatta eccezione per quelli di cui al comma 3, quelli che comportano:

- a1) qualsiasi trasformazione che possa compromettere la conservazione dei siti interessati dalla presenza e/o stratificazione di beni storico-culturali;
- a2) realizzazione di nuove costruzioni, impianti e, in genere, opere di qualsiasi specie, anche se di carattere provvisorio;
- a3) realizzazione e ampliamento di impianti per lo smaltimento e il recupero dei rifiuti e per la depurazione delle acque reflue;

a4) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR 4.4.1 - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile;

a5) nuove attività estrattive e ampliamenti;

a6) escavazioni ed estrazioni di materiali;

a7) realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra (cabine di trasformazione, di pressurizzazione, di conversione, di sezionamento, di manovra ecc.); è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica; sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile;

a8) costruzione di strade che comportino rilevanti movimenti di terra o compromissione del paesaggio (ad esempio, in trincea, rilevato, viadotto).

3. Fatta salva la procedura di accertamento di compatibilità paesaggistica di cui all'art. 91, nel rispetto degli obiettivi di qualità e delle normative d'uso di cui all'art. 37, nonché degli atti di governo del territorio vigenti ove più restrittivi, **sono ammissibili piani, progetti e interventi diversi da quelli di cui al comma 2, nonché i seguenti:**

b1) ristrutturazione di manufatti edilizi ed attrezzature legittimamente esistenti, con esclusione della demolizione e ricostruzione per i soli manufatti di riconosciuto valore culturale e/o identitario, che mantengano, recuperino o ripristinino le caratteristiche costruttive, le tipologie, i materiali, i colori tradizionali del luogo evitando l'inserimento di elementi dissonanti;

b2) trasformazione di manufatti legittimamente esistenti per una volumetria aggiuntiva non superiore al 20%, purché detti piani e/o progetti e interventi:

- siano finalizzati all'adeguamento strutturale o funzionale degli immobili, all'efficientamento energetico e alla sostenibilità ecologica;

- comportino la riqualificazione paesaggistica dei luoghi;

- non interrompano la continuità dei corridoi ecologici e assicurino nel contempo l'incremento della superficie permeabile e l'eliminazione degli elementi artificiali che compromettono la visibilità, fruibilità ed accessibilità degli stessi;

- garantiscano il mantenimento, il recupero o il ripristino delle caratteristiche costruttive, delle tipologie, dei materiali, dei colori tradizionali del luogo, evitando l'inserimento di elementi dissonanti;

- promuovano attività che consentano la produzione di forme e valori paesaggistici di contesto (agricoltura, allevamento, ecc.) e fruizione pubblica (accessibilità, attività e servizi culturali, infopoint, ecc.) del bene paesaggio;

- incentivino la fruizione pubblica del bene attraverso la riqualificazione ed il ripristino di percorsi pedonali abbandonati e/o la realizzazione di nuovi percorsi pedonali, garantendo comunque la permeabilità degli stessi;

- non compromettano i con visivi da e verso il territorio circostante.

b3) realizzazione di strutture facilmente rimovibili, connesse con la tutela e valorizzazione delle testimonianze della stratificazione;

b4) demolizione e ricostruzione di edifici esistenti e di infrastrutture stabili legittimamente esistenti privi di valore culturale e/o identitario, garantendo il rispetto dei caratteri storico-tipologici ed evitando l'inserimento di elementi

*dissonanti, o prevedendo la delocalizzazione al di fuori della fascia tutelata, anche attraverso specifiche incentivazioni previste da norme comunitarie, nazionali o regionali o atti di governo del territorio;*

*b5) realizzazione di infrastrutture a rete necessarie alla valorizzazione e tutela dei siti o al servizio degli insediamenti esistenti, purché la posizione e la disposizione planimetrica dei tracciati non compromettano i valori storico-culturali e paesaggistici;*

*b6) adeguamento delle sezioni e dei tracciati viari esistenti nel rispetto della vegetazione ad alto e medio fusto e arbustiva presente e migliorandone l'inserimento paesaggistico;*

*b7) realizzazione di annessi rustici e di altre strutture connesse alle attività agro-silvo-pastorali e ad altre attività di tipo abitativo e turistico-ricettivo. I manufatti consentiti dovranno essere realizzati preferibilmente in adiacenza alle strutture esistenti, essere dimensionalmente compatibili con le preesistenze e i caratteri del sito e dovranno garantire il mantenimento, il recupero o il ripristino di tipologie, materiali, colori coerenti con i caratteri paesaggistici, evitando l'inserimento di elementi dissonanti e privilegiando l'uso di tecnologie ecocompatibili.*

*4. Nel rispetto delle norme per l'accertamento di compatibilità paesaggistica, si auspicano piani, progetti e interventi:*

*c1) per la realizzazione di opere di scavo e di ricerca archeologica nonché di restauro, sistemazione, conservazione, protezione e valorizzazione dei siti, delle emergenze architettoniche ed archeologiche, nel rispetto della specifica disciplina in materia di attività di ricerca archeologica e tutela del patrimonio architettonico, culturale e paesaggistico;*

*c2) per la realizzazione di aree a verde, attrezzate con percorsi pedonali e spazi di sosta nonché di collegamenti viari finalizzati alle esigenze di fruizione dell'area da realizzarsi con materiali compatibili con il contesto paesaggistico e senza opere di impermeabilizzazione.*

### **3.2.2 PIANO URBANISTICO TERRITORIALE TEMATICO PER IL PAESAGGIO ED I BENI AMBIENTALI (P.U.T.T./P.)**

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

Il PUTT/P, ai sensi dell'art. 100 comma 8 della NTA del PPTR, ha cessato la sua efficacia con l'approvazione definitiva del P.P.T.R. e pertanto nella presente analisi non viene considerato come strumento di tutela paesaggistica.

### **3.2.3 PIANO DI COORDINAMENTO PROVINCIALE DELLA PROVINCIA DI TARANTO (P.T.C.P.)**

Il P.T.C.P. della Provincia di Taranto non risulta ancora approvato e pertanto nella presente analisi non viene considerato come strumento di pianificazione vigente.

### **3.2.4 PIANO URBANISTICO GENERALE DEL COMUNE DI TARANTO**

Così come mostra l'estratto di seguito riportato, secondo quanto previsto dal P.R.G. vigente del Comune di Taranto il lotto interessato dall'intervento ricade in:

- "zona verde di rispetto" in parte;
- "zona verde agricolo di tipo B" in parte.

Il sito non presenta interdizione vincolistica, come previsto dal P.P.T.R. vigente, tranne che per una porzione a sud dovuta alla presenza della fascia di rispetto della Masseria Troccoli (cfr. Figura 3.11).

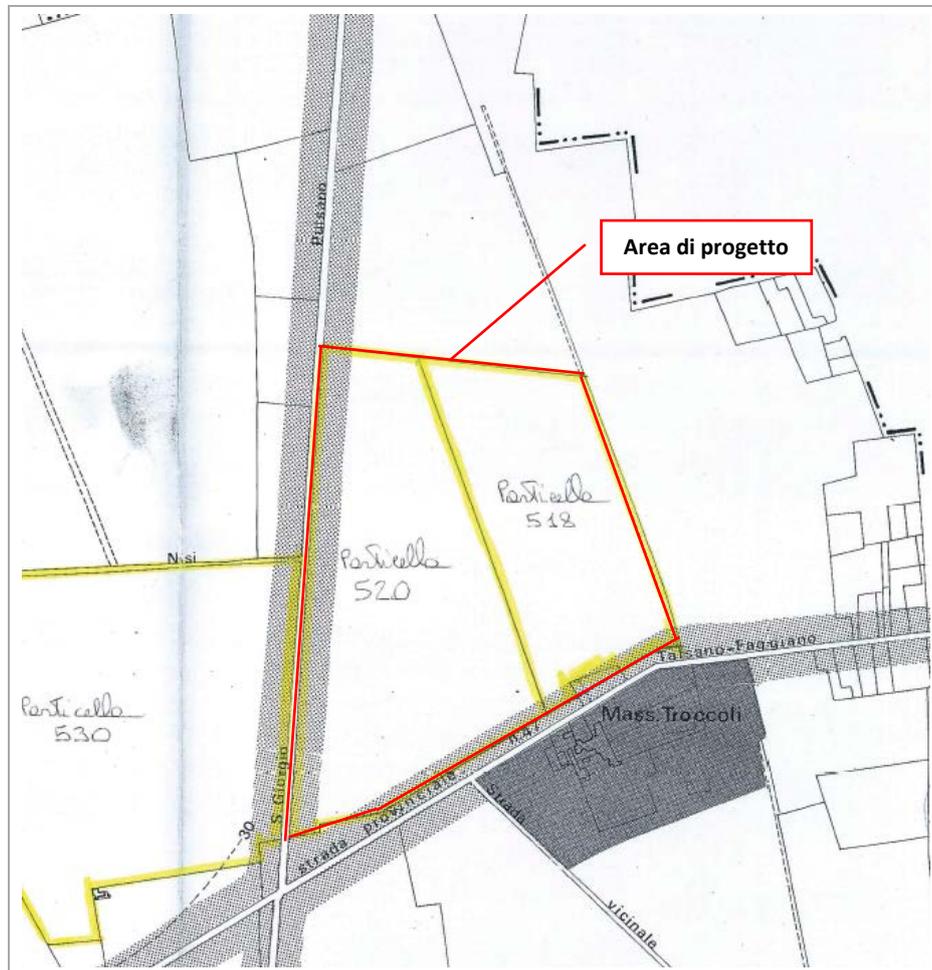


Figura 3.11 Stralcio del vigente P.R.G. del Comune di Taranto (Fonte: CDU rilasciato dal Comune di Taranto)

### 3.3 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE AMBIENTALE

#### 3.3.1 PIANO REGIONALE PER LA QUALITÀ DELL'ARIA (P.R.Q.A.)

La Regione Puglia, con Legge Regionale n. 52 del 30.11.2019, all'art. 31 "Piano regionale per la qualità dell'aria", ha stabilito che "Il Piano regionale per la qualità dell'aria (PRQA) è lo strumento con il quale la Regione Puglia persegue una strategia regionale integrata ai fini della tutela della qualità dell'aria nonché ai fini della riduzione delle emissioni dei gas climalteranti".

Il medesimo articolo 31 della L.R. n. 52/2019 ha enucleato i contenuti del Piano Regionale per la Qualità dell'aria prevedendo che detto piano:

- contiene l'individuazione e la classificazione delle zone e degli agglomerati di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 e successive modifiche e integrazioni (Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa) nonché la valutazione della

qualità dell'aria ambiente nel rispetto dei criteri, delle modalità e delle tecniche di misurazione stabiliti dal d.lgs. 155/2010 e s.m.e.i.;

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

Con Deliberazione n. 2436 del 20/12/2019, la Giunta Regionale ha preso atto dei documenti allegati:

- allegato 1 "Documento programmatico preliminare";
- allegato 2 "Rapporto preliminare di orientamento" comprensivo del "Questionario per la consultazione preliminare".

I contenuti del Piano regionale di qualità dell'aria si integrano con le disposizioni individuate all'art. 31 della L.R. n. 52 del 30 novembre 2019 e gli obiettivi generali saranno sviluppati e declinati prevedendo azioni specifiche e in linea con le direttive comunitarie e la legislazione nazionale. Si riportano, di seguito, i macro obiettivi indicati nel P.R.Q.A.:

- conseguimento di livelli di qualità dell'aria nonché la riduzione delle emissioni per il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), composti organici volatili non metanici (COVNM), ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e particolato fine (PM<sub>2,5</sub>) al 2020 e al 2030, assicurando il raggiungimento di livelli intermedi entro il 2025;
- portare a zero la percentuale di popolazione esposta a superamenti oltre i valori limite di biossido di azoto NO<sub>2</sub> e materiale particolato fine PM<sub>10</sub>;

- mantenere una buona qualità dell'aria nelle zone e negli agglomerati in cui i livelli di inquinamento sono stabilmente al di sotto dei valori limite;
- ridurre la percentuale della popolazione esposta a livelli di ozono superiori al valore obiettivo, ovvero ridurre le emissioni dei precursori di ozono sull'intero territorio regionale;
- ridurre le emissioni dei precursori del PM<sub>10</sub> sull'intero territorio regionale;
- classificazione delle zone e degli agglomerati ai sensi dell'art. 4 del D. Lgs. 155/2010 e ss.mm.ii.;
- ridefinire la rete regionale di rilevamento della qualità dell'aria ambiente e della rete dei deposimetri;
- attivare il monitoraggio delle emissioni di una serie di sostanze per cui non sono previsti obblighi di riduzione in conformità alla direttiva comunitaria e al Decreto legislativo n. 81/2018;
- armonizzazione con gli scenari energetici ai sensi dell'art. 22, c. 4 del D. Lgs. 155/2021 e ss.mm.ii.;
- modalità di realizzazione, gestione e aggiornamento dell'inventario regionale delle emissioni in atmosfera;
- aggiornare e migliorare il quadro conoscitivo e diffusione delle informazioni, ovvero favorire la partecipazione informata dei cittadini alle azioni del Piano regionale per la qualità dell'aria.

### **3.3.2 PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (P.T.A.)**

Il Piano di Tutela delle Acque (P.T.A.), introdotto dal D.Lgs. 152/2006, è l'atto che disciplina il governo delle acque sul territorio. Strumento dinamico di conoscenza e pianificazione, che ha come obiettivo la tutela integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi delle risorse idriche, al fine di perseguirne un utilizzo sano e sostenibile.

Il P.T.A. pugliese è stato approvato con Delibera di Consiglio n. 230 del 20 ottobre 2009; esso contiene i risultati dell'analisi conoscitiva e delle attività di monitoraggio relativa alla risorsa acqua, l'elenco dei corpi idrici e delle aree protette, individua gli obiettivi di qualità ambientale dei corpi idrici e gli interventi finalizzati al loro raggiungimento o mantenimento, oltreché le misure necessarie alla tutela complessiva dell'intero sistema idrico.

Con Delibera di Giunta Regionale n. 1333 del 16/07/2019 è stata adottata la proposta relativa al primo aggiornamento che include contributi innovativi in termini di conoscenza e pianificazione: delinea il sistema dei corpi idrici sotterranei (acquiferi) e superficiali (fiumi, invasi, mare, ecc.) e riferisce i risultati dei monitoraggi effettuati, anche in relazione alle attività umane che vi incidono; descrive la dotazione regionale degli impianti di depurazione e individua le necessità di adeguamento, conseguenti all'evoluzione del tessuto socio-economico regionale e alla tutela dei corpi idrici interessati dagli scarichi; analizza lo stato attuale del riuso delle acque reflue e le prospettive di ampliamento a breve-medio termine di tale virtuosa pratica, fortemente sostenuta dall'Amministrazione regionale quale strategia di risparmio idrico.

### 3.3.3 PIANO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO - PUGLIA (P.A.I.)

Il Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.) dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia è stato approvato il 30 novembre 2005.

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

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

Le finalità richiamate sono perseguite mediante:

- la definizione del quadro del rischio idraulico ed idrogeologico in relazione ai fenomeni di dissesto evidenziati;
- l'adeguamento degli strumenti urbanistico-territoriali;
- l'apposizione di vincoli, l'indicazione di prescrizioni, l'erogazione di incentivi e l'individuazione delle destinazioni d'uso del suolo più idonee in relazione al diverso grado di rischio;
- l'individuazione di interventi finalizzati al recupero naturalistico ed ambientale, nonché alla tutela ed al recupero dei valori monumentali ed ambientali presenti;
- l'individuazione di interventi su infrastrutture e manufatti di ogni tipo, anche edilizi, che determinino rischi idrogeologici, anche con finalità di rilocalizzazione;
- la sistemazione dei versanti e delle aree instabili a protezione degli abitati e delle infrastrutture con modalità di intervento che privilegino la conservazione ed il recupero delle caratteristiche naturali del terreno;
- la difesa e la regolazione dei corsi d'acqua, con specifica attenzione alla valorizzazione della naturalità dei bacini idrografici;
- il monitoraggio dello stato dei dissesti.

In relazione alle condizioni idrauliche, alla tutela dell'ambiente e alla prevenzione di presumibili effetti dannosi prodotti da interventi antropici, nelle aree a pericolosità idraulica, tutte le nuove attività e i nuovi interventi devono essere tali da:

- a) migliorare o comunque non peggiorare le condizioni di funzionalità idraulica;
- b) non costituire in nessun caso un fattore di aumento della pericolosità idraulica né localmente, né nei territori a valle o a monte, producendo significativi ostacoli al normale libero deflusso delle acque ovvero causando una riduzione significativa della capacità di invaso delle aree interessate;
- c) non costituire un elemento pregiudizievole all'attenuazione o all'eliminazione delle specifiche cause di rischio esistenti;

- d) non pregiudicare le sistemazioni idrauliche definitive né la realizzazione degli interventi previsti dalla pianificazione di bacino o dagli strumenti di programmazione provvisoria e urgente;
- e) garantire condizioni adeguate di sicurezza durante la permanenza di cantieri mobili, in modo che i lavori si svolgano senza creare, neppure temporaneamente, un ostacolo significativo al regolare deflusso delle acque;
- f) limitare l'impermeabilizzazione superficiale del suolo impiegando tipologie costruttive e materiali tali da controllare la ritenzione temporanea delle acque anche attraverso adeguate reti di regimazione e di drenaggio;
- g) rispondere a criteri di basso impatto ambientale facendo ricorso, laddove possibile, all'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.

In relazione alle specifiche condizioni geomorfologiche ed idrogeologiche, alla tutela dell'ambiente ed alla prevenzione contro presumibili effetti dannosi di interventi antropici, nelle aree a pericolosità geomorfologica, tutte le nuove attività e i nuovi interventi devono essere tali da:

- a) migliorare o comunque non peggiorare le condizioni di sicurezza del territorio e di difesa del suolo;
- b) non costituire in nessun caso un fattore di aumento della pericolosità geomorfologica;
- c) non compromettere la stabilità del territorio;
- d) non costituire elemento pregiudizievole all'attenuazione o all'eliminazione definitiva della pericolosità geomorfologica esistente;
- e) non pregiudicare la sistemazione geomorfologica definitiva né la realizzazione degli interventi previsti dalla pianificazione di bacino o dagli strumenti di programmazione provvisoria e urgente;
- f) garantire condizioni adeguate di sicurezza durante la permanenza di cantieri mobili, in modo che i lavori si svolgano senza creare, neppure temporaneamente, un significativo aumento del livello di pericolosità;
- g) limitare l'impermeabilizzazione superficiale del suolo impiegando tipologie costruttive e materiali tali da controllare la ritenzione temporanea delle acque anche attraverso adeguate reti di regimazione e di drenaggio;
- h) rispondere a criteri di basso impatto ambientale facendo ricorso, laddove possibile, all'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.

Le perimetrazioni del P.A.I. aggiornate sono consultabili in maniera interattiva tramite WebGIS dell'AdB Puglia. Come emerge dall'estratto cartografico di seguito riportato, l'area oggetto di intervento (contornata in rosso) non è contraddistinta da pericolosità idraulica e/o geomorfologica.

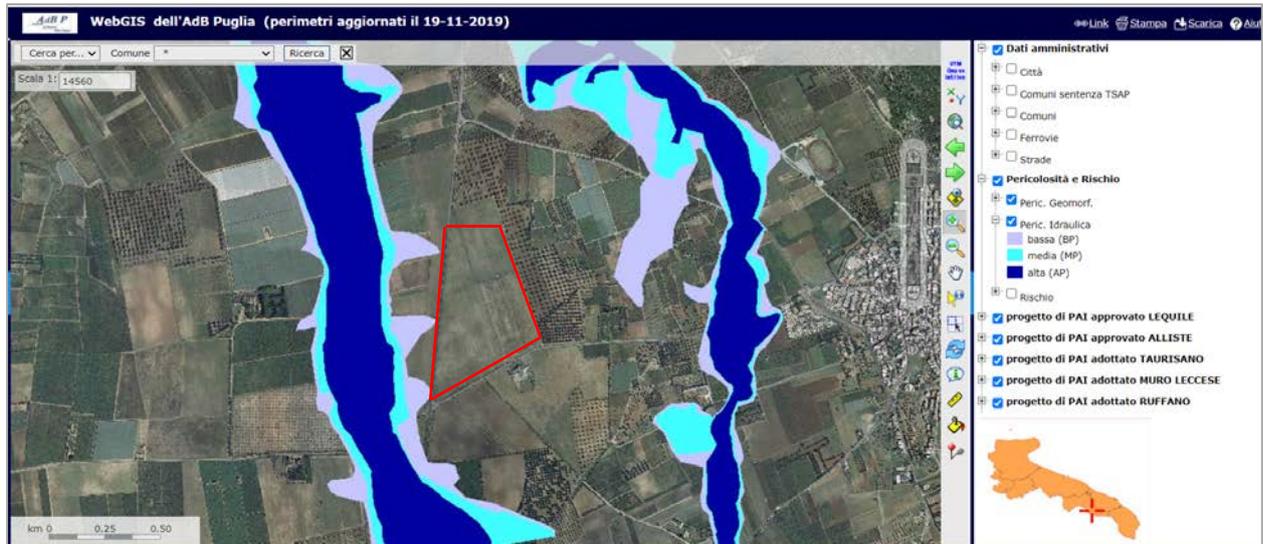


Figura 3.12 Estratto cartografico della pericolosità e rischio idraulico per l'area in esame (Fonte: WebGIS dell'AdB Puglia)

### 3.3.4 PIANO FAUNISTICO VENATORIO REGIONALE

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale costituisce lo strumento tecnico attraverso il quale Regione Puglia assoggetta il proprio territorio Agro-Silvo-Pastorale, mediante destinazione differenziata, a pianificazione faunistico-venatoria finalizzata - L.27/98 art. 9.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale rappresenta il coordinamento dei Piani Faunistico-Venatori Provinciali di cui all'art. 10 della L.R. 27/98, esclusivamente per la parte di competenza di ogni Provincia. Il Piano Faunistico Regionale, di durata quinquennale, approvato e pubblicato nei modi previsti per legge, istituisce i vari istituti in esso elencati, eccetto quelli riguardanti aree protette già istituite per effetto di altre leggi (L. 394/91 e L.R. 19/97). Parte integrante del Piano Faunistico Venatorio Regionale è il Regolamento di attuazione.

Con riferimento ai regolamenti di attuazione previsti dalla legge regionale organica, il suddetto Piano può essere integrato con l'istituzione di quegli istituti quali: Zone addestramento cani, Aziende faunistico-venatorie, Aziende agri-turistico-venatorie e Centri privati di riproduzione di fauna selvatica allo stato naturale sino al raggiungimento del 15% del territorio agro-silvo-pastorale, previsto per legge. L'istituzione avviene con deliberazione della Giunta Regionale.

Inoltre, ai sensi dell'art. 13 comma 4 della L.R. 27/98, eventuali ulteriori Centri pubblici di produzione della fauna selvatica allo stato naturale possono essere istituiti successivamente all'entrata in vigore del presente Piano.

La Regione Puglia con la stesura del Piano faunistico ribadisce la esclusiva competenza nella gestione dei singoli Istituti come di seguito precisato:

- a) Oasi di protezione: Province.
- b) Zone di ripopolamento e cattura: Province
- c) Centri pubblici di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale: Province.
- d) Centri privati di riproduzione di fauna selvatica allo stato naturale: impresa agricola singola, consorzio o cooperativa.

e) Zone addestramento cani: associazioni venatorie, cinofile ovvero imprenditori agricoli singoli o associati.

f) Ambiti Territoriali di Caccia: Province, avvalendosi degli organi direttivi di cui all'art. 3 comma 9 L. R. 12/2004.

g) Aziende faunistico-venatorie e agri-turistico-venatorie: gestione privata ai sensi dell'art. 17 L.R. 27/98. Il Piano faunistico venatorio regionale pluriennale stabilisce, altresì:

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

Attuativo del Piano faunistico venatorio pluriennale è il Programma venatorio annuale, L. R. 27/98 art. 9 comma 16. Con il coordinamento dei piani faunistico – venatori provinciali, approvati nel rispetto del dettato della L.R. 27/98, art. 10, comma 5, la Regione con il proprio piano faunistico regionale sancisce l'osservanza della destinazione del territorio agro-silvo-pastorale, nella percentuale minima 20% e massima 30%, adibito a protezione della fanuna e comunque di divieto di caccia, L.R. 27/98 art. 9 c. 3. L'impianto in progetto non interessa le aree istituite di cui al Piano Faunistico Venatorio 2018-2023 approvato con D.G.R. 20 luglio 2021 n. 1198.

### **3.4 VERIFICA DEL RISPETTO DEL QUADRO VINCOLISTICO PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CON MODULI A TERRA**

A livello nazionale, con il D.M. 10 settembre 2010 sono state approvate le "Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", che prevedono, tra l'altro, la possibilità per le Regioni e le Province Autonome di porre limitazioni e divieti, in atti di tipo programmatico o pianificatorio, all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili in conformità a specifici principi e criteri.

La Regione Puglia si è dotata del Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 – "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non

idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia."

Si riporta, nel seguente estratto cartografico, un'analisi sul rispetto del quadro vincolistico di cui Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 (aree non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra). Come emerge dalla figura, in corrisponde dell'area di intervento (contornata in bianco) non sono presenti vincoli. Si segnala, in corrispondenza del confine sud che non sarà oggetto di intervento, il buffer di 100 m di rispetto della Masseria Troccoli posta a sud al di là della S.P. 107.

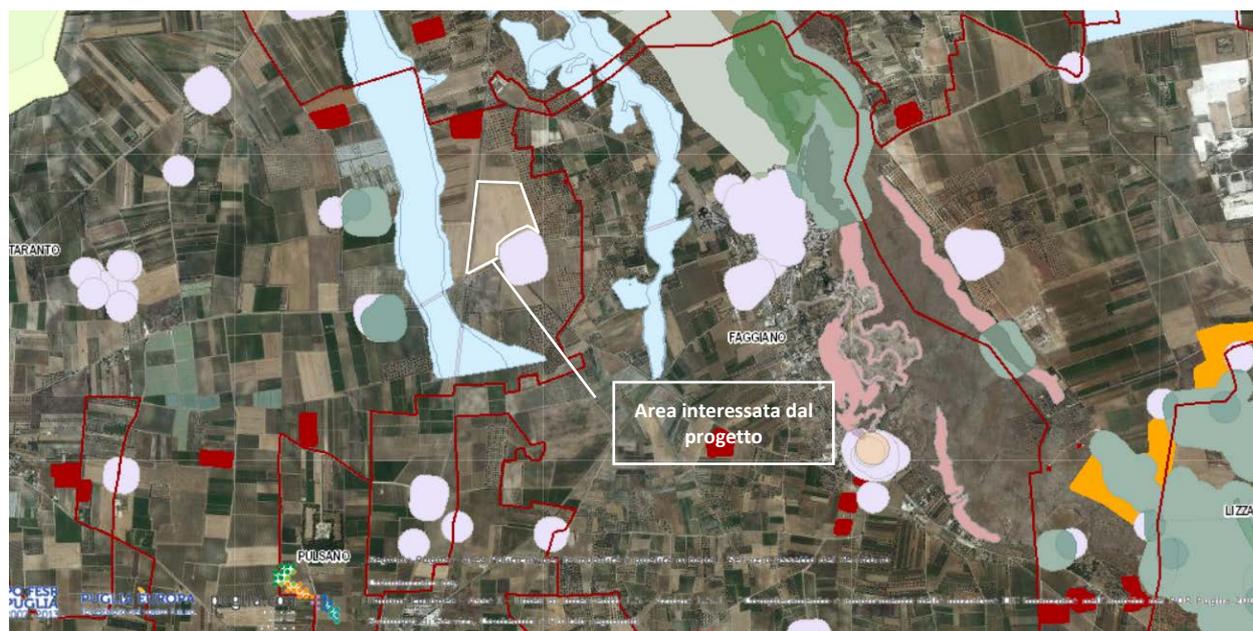


Figura 3.13 Individuazione su ortofoto delle aree non idonee (Fonte: SIT Puglia)

Si precisa che l'elettrodotto di connessione alla rete di distribuzione MT dell'impianto di produzione, ai sensi dello stesso R.R. 24 del 30/12/2010 e ss.mm.ii., non è soggetto alle limitazioni repute dal regolamento.

### **3.5 SINTESI DELLE INDICAZIONI DERIVANTI DAGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E AMBIENTALE**

Dall'analisi degli strumenti di pianificazione territoriale e ambientale in vigore non emergono incompatibilità dell'intervento proposto con le disposizioni in materia di tutela dell'ambiente e del paesaggio. Si evidenzia in particolare che:

- in base al Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (P.P.T.R.) il sito di progetto rientra nell'ambito di paesaggio n. 8. "Arco ionico tarantino";
- l'area di intervento non ricade in nessuna delle aree sottoposte a tutela dal P.P.T.R.; si segnala che nelle vicinanze è presente la Masseria Troccoli, la quale è indicata come sito storico culturale con relativa fascia di rispetto;
- l'area oggetto di intervento non ricade all'interno di aree sottoposte a tutela paesaggistica, essendo esterna alla fascia di rispetto della Masseria Troccoli;
- dal punto di vista urbanistico, in base al vigente P.R.G del Comune di Taranto, il lotto interessato dall'intervento ricade in:
  - "zona verde di rispetto" in parte;
  - "zona verde agricolo di tipo B" in parte;
- per quanto riguarda le fragilità ambientali individuate dal P.A.I. dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia, l'area di progetto non è contraddistinta da pericolosità idraulica e/o geomorfologica;
- infine, dalla verifica del quadro vincolistico di cui al Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010, il sito prescelto per la localizzazione dell'impianto non rientra tra le aree individuate dalla Regione Puglia come non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra.

## 4. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO E DEL PROGETTO

### 4.1 STATO ATTUALE DEI LUOGHI

Il sito entro il quale si intende realizzare il progetto dell'impianto fotovoltaico è ubicato nel territorio comunale di Taranto, nelle vicinanze del confine comunale con Faggiano; dista poco più di 8 km dal centro abitato di Taranto, posto a Nord-Ovest, e poco oltre di 1 km dal centro abitato di Faggiano (TA), che si sviluppa a Est.

L'area di progetto si colloca poco a Nord della località Mass.a Troccoli, ad angolo tra la S. P. 109 che collega San Giorgio Ionico a Pulsano e che la delimita a Ovest, e la S. P. 107 che collega Talsano a Faggiano e che la delimita a Sud. La quota media è di circa 30 m sul l.m.m..

Nelle vicinanze dell'area oggetto del presente studio affiorano diverse formazioni rappresentate, dal basso verso l'alto della successione stratigrafica, dalla Calcarenite di Gravina, dalle Calcareniti di M. Castiglione e dai Depositi lagunari e palustri. In particolare, l'area in studio si pone in corrispondenza di affioramenti ascrivibili alle Calcareniti di M. Castiglione.

L'area di intervento si presenta praticamente pianeggiante e visivamente non si apprezzano sensibili differenze di quota. L'area in studio si pone su un pianoro ad assetto tabulare; nei dintorni i dislivelli sono valutabili al massimo in pochi metri. L'area limitrofa a quella d'interesse si presenta poco o nulla urbanizzata e parcellizzata dall'attività agricola.

Allo stato attuale l'area oggetto di intervento si presenta completamente ineditata, priva di vegetazione d'alto fusto e utilizzata per la coltivazione di seminativi.

Come menzionato al § 3.2.1, nelle immediate vicinanze è presente la Masseria Troccoli, la quale è indicata nel P.P.T.R. come sito storico culturale con relativa fascia di rispetto e attualmente risulta in evidente stato di degrado e abbandono.



Figura 4.1 Vista della Masseria Troccoli



Figura 4.2 Vista dell'area di intervento lungo la S.P. 107 in corrispondenza della Masseria Troccoli



Figura 4.3 Vista dell'area di progetto dalla S.P. 107 lungo il confine Est



Figura 4.4 Vista dell'area di progetto dal confine Nord-Est verso la Masseria Troccoli

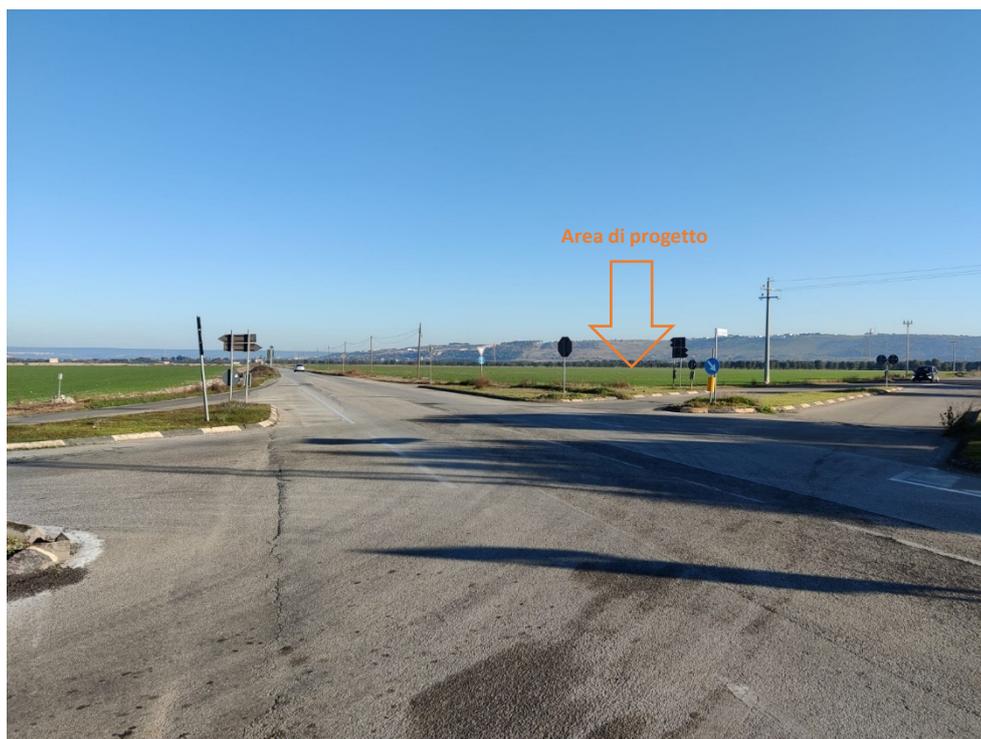


Figura 4.5 Vista dell'area di progetto in corrispondenza dell'incrocio della S.P. 109 e della S.P. 107



Figura 4.6 Vista dell'area di progetto in prossimità della S.P. 109 verso Sud

## 4.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico.

I pannelli fotovoltaici saranno dotati di tracker mono-assiali, che consentono di inseguire la traiettoria del sole evitando l'ombreggiamento permanente di una parte del suolo e saranno posti a un'altezza e a una distanza tali da consentire il contemporaneo utilizzo del terreno ai fini agricoli.

In particolare, la ditta proponente Alta Capital 10 S.r.l. intende realizzare un progetto in cui combinare la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica con attività di tipo agricolo e apistico: obiettivo è quello di creare un ambiente idoneo ove le specie impollinatrici possano trovare polline per produrre così miele ed eventuali altri prodotti alimentari legati all'apicoltura. A tal fine il progetto agronomico proposto si prefigge i seguenti obiettivi:

- creare un ambiente idoneo allo sviluppo di specie impollinatrici, attraverso l'impianto di piante da frutto mellifere, tipiche del paesaggio agrario dell'Arco ionico tarantino, e di specie arbustive autoctone dell'ambiente mediterraneo,
- creare un'attività agricola aggiuntiva attraverso la produzione di prodotti alimentari legati all'apicoltura, quali miele, cera e pappa reale,
- mitigare l'impatto ecologico e paesaggistico, provocato dalla realizzazione dell'impianto di produzione di energia, attraverso la creazione di elementi in grado di aumentare la biodiversità dei luoghi (corridoio verde, praterie, muretti a secco).

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico si rimanda alla descrizione di dettaglio contenuta nella "Relazione generale di progetto definitivo" (cfr. [elaborato "Alta Capital ADR001 Rel Tec FV 00"](#)); per quanto riguarda invece l'attività agricola e apistica si rimanda alla "Relazione agronomica" (cfr. [elaborato "Alta Capital AMBdr04 Rel AGRON 00"](#)).

### 4.2.1 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'iniziativa prevede l'integrazione di un impianto fotovoltaico ad inseguimento solare monoassiale (Est-Ovest) di potenza nominale complessiva, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici da cui è costituito l'impianto stesso, pari a 10.003,5 kWp, con attività di tipo agricolo e apistico.

Riportando la geometria dell'impianto FV in oggetto all'interno del software di simulazione PVsyst e considerando i dati di irraggiamento del database SolarGIS riferiti al sito di installazione, si ottiene che la producibilità annua stimata è pari a 18.324 MWh/anno.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato secondo le normative tecniche, a regola d'arte e come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° Marzo 1968. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal D. Lgs. 81/08 547/55 "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro".

Le caratteristiche dell'impianto e dei suoi componenti dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni delle Autorità locali, comprese quelle dei Vigili del Fuoco;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda distributrice dell'energia elettrica;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda di telecomunicazioni;



PARTICOLARE STRUTTURA - SCALA 1:150

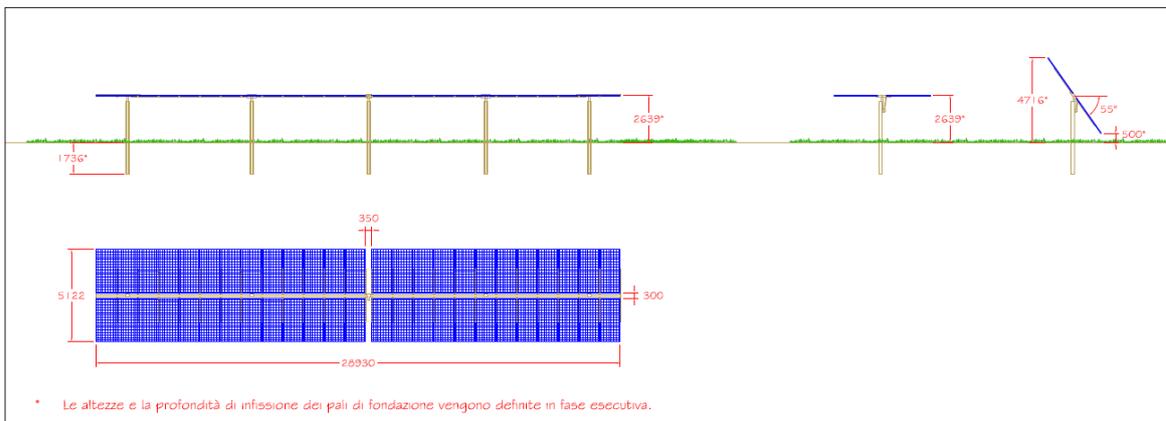


Figura 4.8 Particolare della struttura di supporto dei moduli FV

Tabella 4.1 Caratteristiche tecniche dell'impianto fotovoltaico

Potenza di picco dell'impianto	10.003,5 kWp
N. complessivo di moduli FV	17.100
N. di inverter	50
N. totale di stringhe	684
N. di stringhe per ogni inverter	12/13/14
N. di moduli FV per stringa	25
Potenza di picco del modulo FV	585 Wp
Superficie del modulo FV	2,73 mq
Superficie totale dei moduli FV	46.753 mq
Tensione massima di stringa	1.110,5 Vmp
Tensione massima di circuito aperto	1.341,25 Voc
Potenza massima di stringa	14.625 Wp
Potenza massima di ingresso inverter	204,75 kWp

Tabella 4.2 Caratteristiche del modulo fotovoltaico

Costruttore	JINKO
Tipo	JKM585M-7RL4-V
Celle fotovoltaiche	Silicio monocristallino
Potenza di picco Pn	585 Wp (*)
Tensione alla massima potenza Vmp	44,42 V
Corrente alla massima potenza Imp	13, 17 A
Tensione massima di circuito aperto Voc	53,65 V
Corrente massima di corto circuito Isc	13,85 A
Peso	31,1 kg
Dimensioni	2.411 x 1.134 x 35 mm

Nota (\*): Caratteristiche a STC (AM 1.5, Irraggiamento sul piano dei moduli = 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura di cella fotovoltaica = 25°C)

Tabella 4.3 Caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico tipo JKM585M-7RL4-V

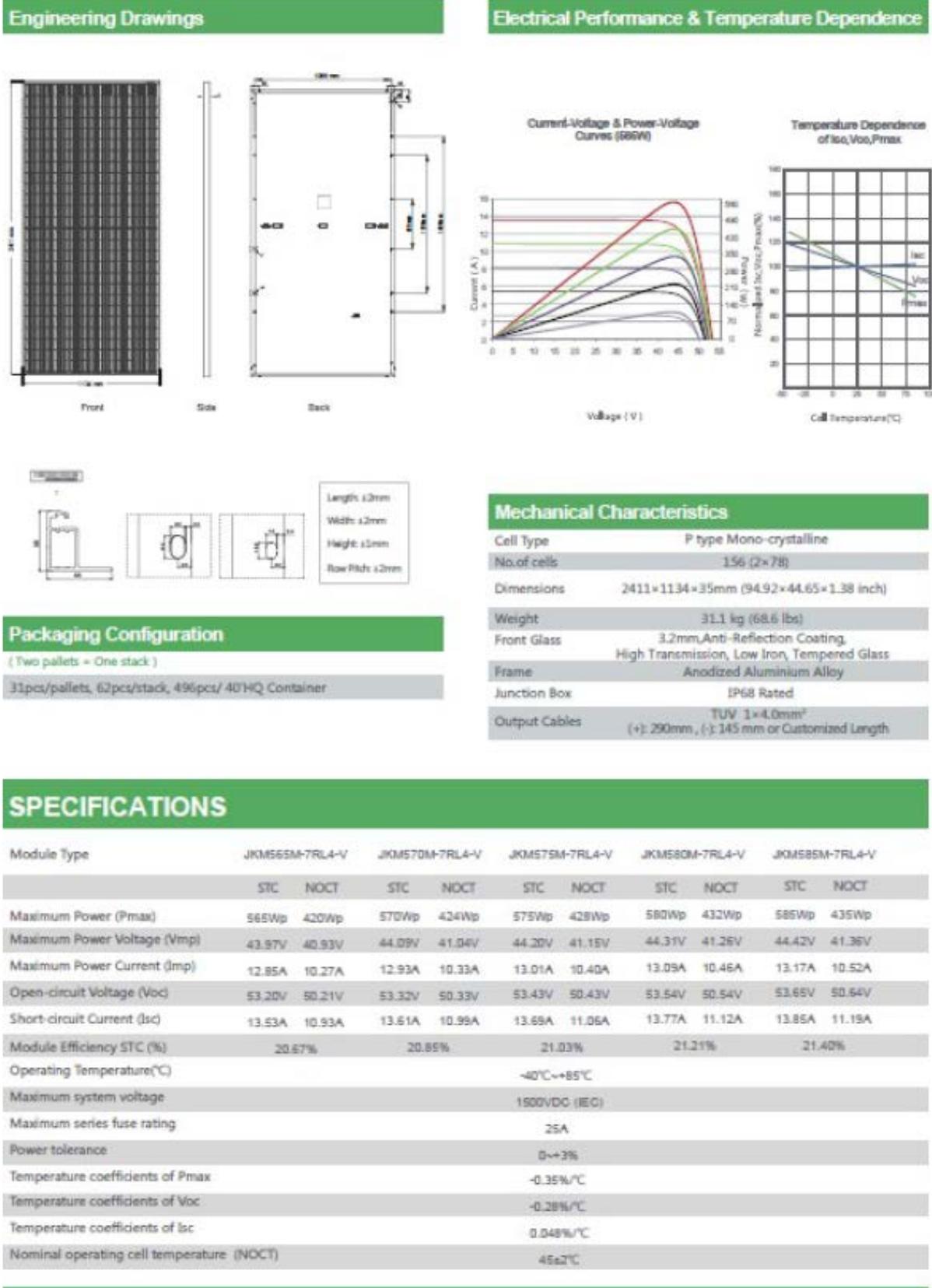


Tabella 4.4 Caratteristiche inverter tipo 1

Costruttore	Huawei
Tipo	SUN2000-185KTL-H1
Potenza max in uscita Pca	175.000 W
Corrente max d'ingresso per MPPT I <sub>max</sub>	26 A
Range di tensione in ingresso V <sub>in</sub>	500 – 1500 V
Tensione d'uscita nominale Ca	800 V
Fattore di potenza cosφ	0,8 LG - 0,8 LD
Rendimento massimo	99,03%
Rendimento europeo	98,69%
Quantità	1

Tabella 4.5 Caratteristiche inverter tipo 2

Costruttore	Huawei
Tipo	SUN2000-215KTL-H0
Potenza max in uscita Pca	200.000 W
Corrente max d'ingresso per MPPT I <sub>max</sub>	30 A
Range di tensione in ingresso V <sub>in</sub>	500 – 1500 V
Tensione d'uscita nominale Ca	800 V
Fattore di potenza cosφ	0,8 LG - 0,8 LD
Rendimento massimo	99,0%
Rendimento europeo	98,6%
Quantità	49

#### 4.2.1.A Protezione contro i contatti diretti

Nella Norma CEI 82-25 viene specificato che la protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma. Le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono essere tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici: cioè quelle che nella Norma CEI 11-27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono addestrate per eseguire i lavori elettrici.

#### 4.2.1.B Protezione contro i contatti indiretti

La Norma CEI 82-25 prescrive che le masse di tutte le apparecchiature debbano essere collegate a terra mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, l'impianto sarà protetto mediante un dispositivo di controllo dell'isolamento in quanto la distribuzione BT sarà gestita secondo il sistema IT.

Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerarsi masse. Tuttavia, è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale. Una strada diversa e risolutiva ai fini della sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale. L'installatore, nel lato c.c., installerà solamente componenti di Classe II; in tale caso le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Si deve però ricordare che tale prescrizione della Norma CEI 64-8 è destinata agli impianti utilizzatori, dove la rete equivale ad un generatore ideale di tensione. Un generatore fotovoltaico corrisponde, invece, ad un generatore ideale di corrente (corrente di corto circuito paragonabile a quella ordinaria). La tensione assunta dalle masse interconnesse in caso di doppio guasto a terra è spesso trascurabile. Ad esempio, se la resistenza del conduttore che collega tra loro le due masse con il guasto a terra è minore di  $1 \Omega$  e la corrente di guasto non supera 120 A la persona è soggetta ad una tensione di 120 V. Nel caso di grandi impianti non rimane che ridurre entro limiti accettabili la probabilità che si verifichi un secondo guasto a terra, eliminando prontamente il primo guasto a terra segnalato dal dispositivo di controllo dell'isolamento interno all'inverter. Se non vengono collegate a terra le masse tale dispositivo non funziona correttamente. In conclusione, nei sistemi fotovoltaici isolati da terra, il collegamento a terra delle masse poste a monte del trasformatore e la ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra servono sia per la sicurezza delle persone, sia per il funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento, tanto più quanto più esteso è l'impianto. Se i moduli e gli altri componenti dell'impianto fotovoltaico a monte del trasformatore sono in classe II, in teoria un guasto all'isolamento doppio non è ipotizzabile e non occorre il collegamento a terra. Tale scelta però inficerebbe la funzionalità del controllo d'isolamento integrato nell'inverter quindi viene effettuato il collegamento a terra di cornici e/o strutture di supporto per i moduli di classe II. Il che contrasta con la proibizione normativa di collegare a terra le cornici e/o le strutture di supporto dei moduli di classe II, ma si tratta di una ragionevole eccezione alla regola generale giustificata da motivi funzionali. Infatti, la norma 82-27 ammette che il modulo di classe II abbia un morsetto per la messa a terra funzionale.

L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi viene ottenuta mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura. Infine, in merito alle protezioni contro i contatti indiretti nelle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici non è possibile dare indicazioni precise sul collegamento a terra delle stesse, ma il progettista deve valutare se la struttura o la palificazione costituisce una massa.

Il collegamento a terra va effettuato, in caso contrario potrebbe essere necessario effettuare una misura per valutare la resistenza a terra del manufatto:

- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari un valore inferiore a 1000  $\Omega$ , il manufatto dovrà essere collegato al collegamento equipotenziale, a sua volta collegato a terra tramite il collettore principale di terra;
- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari un valore uguale o superiore a 1000  $\Omega$ , il manufatto non dovrà essere collegato a terra.

#### 4.2.1.C Collaudi, verifiche e manutenzione

Un impianto fotovoltaico va sottoposto a collaudo, prima della messa in servizio, per accertare se è conforme al progetto e alla regola d'arte. L'impianto deve inoltre essere sottoposto a verifiche periodiche. Prime misure da effettuare saranno l'irraggiamento e la temperatura al momento della prova in modo tale da mettere in relazione le caratteristiche nominali da quelle misurate. L'irraggiamento verrà misurato sul piano dei moduli con un piranometro che garantisce una precisione migliore del 3%. La temperatura verrà invece misurata mediante un termometro a termoresistenza sul retro dei moduli.

#### Misure e prove

Gli apparecchi per le misure sul lato c.c. sono adatti per la corrente continua, gli strumenti per le misure in c.a. sono sensibili al vero valore efficace della grandezza misurata. Le misure sono effettuate con condizioni meteorologiche stabili e vengono evitate le ore più calde della giornata.

Saranno effettuate le seguenti prove di accettazione e messa in servizio:

- 1) verrà verificata la corrispondenza dell'impianto realizzato alla documentazione finale di progetto;
- 2) verrà verificato che la potenza nominale dell'impianto risulta pari alla somma delle potenze nominali dei moduli costituenti il campo fotovoltaico;
- 3) verranno inoltre verificate:
  - continuità elettrica e connessioni tra moduli (continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringa e fra l'eventuale parallelo delle stringhe e l'ingresso del gruppo di condizionamento e controllo della potenza);
  - messa a terra di masse e scaricatori (continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate);
  - isolamento dei circuiti elettrici dalle masse (resistenza di isolamento dell'impianto adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6);
  - corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.).
- 4) misura delle potenze e verifica delle seguenti condizioni:

$$P_{CC} > 0,85 P_{nom} \left( \frac{I}{I_{stc}} \right)$$

dove:

- $P_{cc}$  = potenza (kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, precisione migliore del 2 %;
- $P_{nom}$  = potenza nominale del generatore fotovoltaico (in kWp);
- $I$  = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;  
(tale condizione deve essere verificata per  $I > 600 \text{ W/m}^2$ )
- $I_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ , è l'irraggiamento in condizioni di prova standard (STC);

Verifica della condizione:

$$P_{ca} > 0,9 P_{cc}$$

dove:

- $P_{ca}$  = potenza attiva (kW) misurata all'uscita del gruppo di condizionamento e controllo della potenza con precisione migliore del 2 %.
- $P_{cc}$  = potenza (kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, precisione migliore del 2%.

### Materiale

Il materiale elettrico installato nell'impianto sarà conforme ai criteri di sicurezza contenuti nel testo di legge "Direttiva del Consiglio 73/23/CEE" e recherà le marcature corrispondenti, tra cui la marcatura CE di conformità.

I quadri elettrici dell'impianto saranno sottoposti a prove e collaudi in officina previsti dai piani di qualità dei Costruttori. La certificazione dei collaudi sarà consegnata prima dell'installazione alla Direzione Lavori o al Committente o suo delegato.

### Montaggio componenti

I montaggi delle opere meccaniche ed elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte" ovvero secondo le Norme CEI, ai sensi della Legge 1° marzo 1968.

I montaggi meccanici in campo consistono principalmente in:

- posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli;
- montaggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo consistono principalmente in:

- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- posa in opera degli inverter;
- posa in opera quadro di parallelo;
- posa in opera quadro di interfaccia alla rete;
- posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;
- posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e quadro di parallelo;
- posa dei cavi di collegamento tra quadro di parallelo e quadro di interfaccia alla rete, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;
- posa dei cavi di collegamento tra il quadro di interfaccia alla rete e il circuito elettrico dell'utente, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

#### **4.2.2 SKID DI TRASFORMAZIONE MT/BT**

Lo skid di trasformazione MT/BT è costituito dall'insieme dei dispositivi dedicati alla trasformazione della bassa tensione, fornita da un gruppo di inverter, in media tensione.

Gli skid (n. 2 in totale) saranno in acciaio zincato e verranno posati su una platea in cls.

#### **4.2.3 CABINA DI CONSEGNA**

La cabina di consegna, che comprende un locale e-distribuzione, un locale misura e un locale utente, sarà realizzata in cemento armato prefabbricato con serramenti in vetroresina. Comprende anche una vasca di fondazione prefabbricata munita di flange passacavi.

Per quanto riguarda le opere di fondazione verrà eseguito uno scavo per la formazione del piano di posa (platea).

#### **4.2.4 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA E IMPIANTO ANTINTRUSIONE**

A servizio dell'impianto FV ci saranno un sistema di videosorveglianza a circuito chiuso (TVCC) e un sistema Blackfeet che permette di rilevare il taglio, lo sfondamento e lo scavalco della recinzione. I sistemi di videosorveglianza e di Blackfeet sono costituiti principalmente da:

- una rete di telecamere (tipo Bullet 2 MP con ottica fissa da 4mm, con SMART IR), distribuite ogni 40 metri circa e installate su pali ad un'altezza di 3 metri, atte al monitoraggio continuo di tutto il perimetro dell'impianto;
- sala di controllo per una gestione centralizzata di tutti i punti telecamera presenti;
- cavo magnetofonico CIAS completo di accessori per interfaccia IP;
- cavo fibra ottica per trasmissione dati;
- box da campo;
- UPS.

#### **4.2.5 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE**

L'impianto di illuminazione sarà installato lungo tutto il perimetro e verranno installati due fari LED ogni 160 metri circa (distanza quadrupla rispetto alle telecamere). Ci saranno quindi due fari LED installati sullo stesso palo delle telecamere ma ad un'altezza di 4 metri, un metro sopra le telecamere. Inoltre, sarà installato un faro davanti ciascun SKID di trasformazione MT/BT. I pali saranno posati entro plinti dotati di pozzetti di ispezione.

#### **4.2.6 RECINZIONE PERIMETRALE**

La recinzione perimetrale sarà realizzata in acciaio zincato a caldo e avrà una maglia romboidale 50x50 mm. I pali di infissione saranno in acciaio zincato a caldo e saranno infissi nel terreno in fori predisposti e successivamente riempiti di calcestruzzo.

#### 4.2.7 ATTIVITÀ DI TIPO AGRICOLO E APISTICO SVOLTE PRESSO IL SITO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Alta Capital 10 S.r.l. intende realizzare un progetto in cui combinare la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica con attività di tipo agricolo ed apistico: l'obiettivo è quello di creare un ambiente idoneo ove le specie impollinatrici possano trovare polline per produrre così miele ed eventuali altri prodotti alimentari legati all'apicoltura.

In sintesi, si intende utilizzare la superficie del terreno sia per la produzione di energia solare sia per esercitare attività agricole sostenibili. A tal fine il progetto agronomico proposto si prefigge i seguenti obiettivi:

- creare un ambiente idoneo allo sviluppo di specie impollinatrici, attraverso l'impianto di piante da frutto mellifere, tipiche del paesaggio agrario dell'Arco ionico tarantino, e di specie arbustive autoctone dell'ambiente mediterraneo;
- creare un'attività agricola aggiuntiva attraverso la produzione di prodotti alimentari legati all'apicoltura, quali miele, cera e pappa reale;
- mitigare l'impatto ecologico e paesaggistico, provocato dalla realizzazione dell'impianto di produzione di energia, attraverso la creazione di elementi in grado di aumentare la biodiversità dei luoghi (corridoio verde, praterie, muretti a secco).

Come descritto dettagliatamente nella "Relazione agronomica" (cfr. **elaborato "Alta Capital AMBdR04 Rel AGRON 00"**), il progetto si compone di sei azioni di carattere agro – ambientale:

- azione 1: impianto di un arboreto da frutto costituito da piante di arancio da realizzare nell'area di rispetto dell'impianto di produzione dell'energia (lati Ovest e Sud-Ovest);
- azione 2: impianto di specie arbustive mellifere da realizzare tra le file dei pannelli fotovoltaici (rosmarino, lavanda e timo);
- azione 3: impianto lineare di specie arboree ed arbustive tipiche della macchia mediterranea (Corbezzolo – Mirto – Rosmarino - Lentisco) da posizionare lungo la recinzione dell'impianto di produzione di energia e lungo il lato dell'aranceto confinante con la strada provinciale;
- azione 4: inerbimento di tutta la superficie interessata dall'impianto fotovoltaico attraverso la semina di specie erbacee a vocazione mellifera quali: trifoglio, sulla e coriandolo;
- azione 5: costruzione di un muretto a secco di pietra calcarea da realizzare a confine con l'area vincolata (Masseria Troccoli);
- azione 6: installazione degli apiari.

Tutte le azioni del progetto agrario e di mitigazione degli impatti ambientali-paesaggistici sono cartograficamente rappresentati di seguito oltre che nell'elaborato cartografico dedicato (cfr. **elaborato "Alta Capital AMBd003 Mitigazione ambientale 00"**).



Figura 4.9 Planimetria del progetto agronomico e delle mitigazioni ambientali



Figura 4.10 Vista interna al campo fotovoltaico in corrispondenza dell'area dedicata all'apicoltura



Figura 4.11 Vista interna al campo fotovoltaico in direzione della Masseria Troccoli



Figura 4.12 Vista interna al campo fotovoltaico in direzione della Masseria Troccoli

#### 4.2.8 OPERE DI CONNESSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO ALLA RETE MT

L'impianto di produzione da fonte rinnovabile solare fotovoltaica sarà allacciato alla rete di e-distribuzione tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna, smistamento, distribuzione e trasformazione collegata in antenna alla cabina primaria AT/MT "ROCCAFORZATA CP".

L'inserimento è previsto in tratti di linea esercito a 20 kV. Per connettere il nuovo impianto di produzione di energia elettrica alla rete di distribuzione MT esistente, si rende necessaria la realizzazione di un nuovo elettrodotto con una terna in cavo interrato e aereo di lunghezza complessiva di circa 6.400 m.

Come indicato dalle specifiche tecniche ricevute nel preventivo di e-distribuzione (codice pratica T0737297), tale soluzione prevede:

- Linee in cavo interrato Al 185 mm<sup>2</sup> su strada sterrata (singola terna), circa 350 m + 150 m;
- Linea in cavo aereo Al 150 mm<sup>2</sup> comprensiva di sostegni e fondazioni (singola terna), circa 5.900 m;
- Singola terna di giunti;
- Montaggi elettromeccanici in cabina di consegna e trasformazione MT/BT;
- Installazione n. 1 sezionatore (telecontrollato) da palo.

Il nuovo elettrodotto in cavo sarà realizzato in piena conformità con tutte le norme di legge e di natura tecnica vigenti in materia; in particolare sarà rispettato quanto prescritto dalla Norma CEI 11-17 "Linee in cavo" e quanto previsto dal D.M. 21 marzo 1988, n. 449 concernente l'approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne. Il tracciato dell'elettrodotto sarà conforme a quanto indicato nell'elaborato grafico allegato, che costituisce parte integrante della presente relazione.

L'accesso alla cabina di consegna sarà garantito tramite l'accesso dalla pubblica viabilità (Strada Provinciale 107).



Figura 4.13 Ortofoto riportante il percorso dell'elettrodotto

Si descrivono, di seguito, le caratteristiche tecniche dell'impianto di rete per la connessione. Per la descrizione dettagliata si rimanda all'elaborato **Alta Capital Cdr001 Rel Tec opere connessione 00**.

#### 4.2.8.A Caratteristiche nominali di esercizio

Le caratteristiche nominali di esercizio dell'impianto di rete per la connessione sono le seguenti:

- Tensione nominale: 20.000 V;
- Corrente: alternata, sistema trifase;
- Frequenza: 50 Hz.

#### 4.2.8.B Caratteristiche elettrodotto MT

Per la connessione in dell'impianto a fonte rinnovabile solare fotovoltaica è necessaria la realizzazione dell'elettrodotto di collegamento in MT tra la cabina di consegna e la cabina primaria AT/MT "ROCCA FORZATA CP". Tale scavo avverrà sul percorso specificato nell'allegato grafico (cfr. elaborato **Alta Capital Cd002 Inquadramento e foto 00**) per una lunghezza di circa 350 m in uscita dalla cabina di consegna e circa 150 metri all'ingresso della cabina prima AT/MT.

Il resto del percorso dell'elettrodotto sarà con cavo aereo per una lunghezza di circa 5900 m Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche di tale intervento:

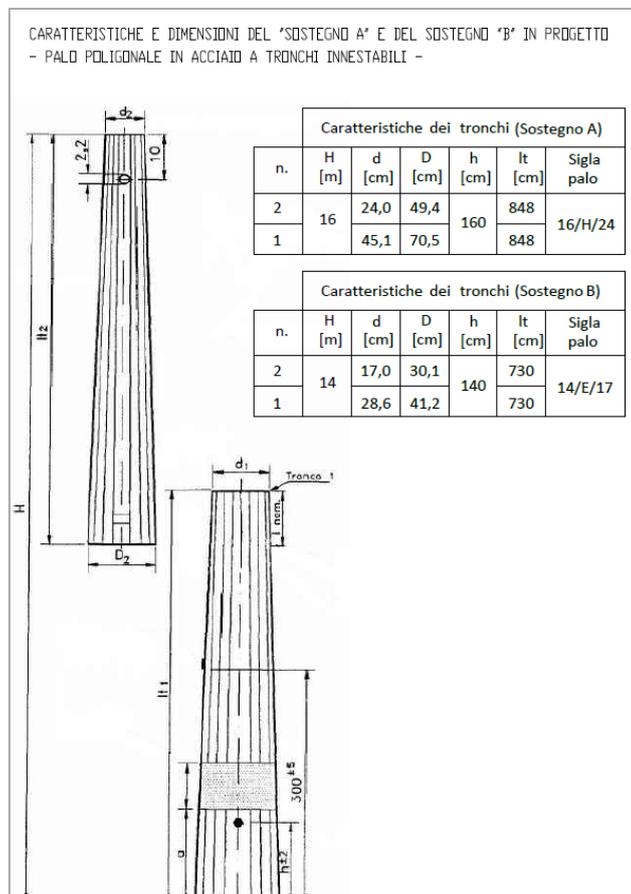
- Tipologia di cavo interrato collegamento cabina primaria
  - Materiale dei conduttori: alluminio;
  - Lunghezza: 350m circa + 150 metri circa;
  - Sezione nominale: 185 mm<sup>2</sup>;
  - Formazione: 3x(1x185) mm<sup>2</sup> (singola terna);
  - Designazione: ARE4H5EX;
  - Tensione di isolamento (U0/U): 12/20 kV;
- Il tratto di linea in MT di collegamento alla cabina primaria sarà posato in cavidotto interrato con le seguenti modalità:

- Profondità di posa:  $\geq 1$  m (quota riferita all'estradosso del tubo);
  - Sezione di scavo tipo: 1,2 x 0,5 m;
  - Protezioni cavi: 1 tubo corrugato in PVC con diametro esterno 160 mm;
  - Lunghezza dello scavo: circa 350 m + 150 m;
- Tipologia di scavo: Scavo e successivi ripristini come da elaborato grafico allegato e specifiche tecniche di e-distribuzione.
  - Tipologia di cavo aereo collegamento cabina primaria:
    - Materiale dei conduttori: alluminio;
    - Lunghezza tratto aereo: 5900 m circa
    - Sezione nominale: 150 mm<sup>2</sup>;
    - Formazione: 3x150+50Y mm<sup>2</sup>;
    - Tensione di isolamento (U0/U): 12/20 kV.

#### 4.2.8.C Caratteristiche sostegni cavo aereo MT

I sostegni per la linea aerea dell'elettrodotto in media tensione saranno pali poligonali in acciaio a tronchi innestabili con altezza di circa 14 m (superiore ai 6 metri previsti dall'articolo 2.1.05 della norma CEI 11-4) e con una distanza tra i pali di circa 100 metri.

Sul primo sostegno per il passaggio da linea interrata a linea aerea sarà presente un sezionatore di manovra telecomandato.



## 5. DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE RAGIONEVOLI DEL PROGETTO PRESE IN ESAME

### 5.1 ALTERNATIVA ZERO

L'Alternativa "zero" consiste nel non realizzare l'impianto solare fotovoltaico per la produzione di energia elettrica. Si evidenzia come il progetto proposto rappresenti un'opportunità per concorrere al raggiungimento degli obiettivi definiti dagli strumenti di pianificazione e programmazione nazionale in ambito energetico ed ambientale come di seguito argomentato.

Come emerge nel documento "La situazione energetica nazionale nel 2019" redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2019 il fabbisogno di energia elettrica è stato soddisfatto per l'88,0% dalla produzione nazionale che, al netto dell'energia assorbita per servizi ausiliari e per pompaggi, è stata pari a 280,4 TWh (+1,0% rispetto al 2018) e per il restante 12,0% dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 38,2 TWh, in calo del 13,1 rispetto all'anno precedente. Il significativo decremento dell'energia scambiata con i paesi confinanti è stato determinato principalmente dal calo del 6,8% delle importazioni che dai 47,2 TWh del 2018 scendono a 44,0 TWh nel 2019.

Nel 2019 la produzione nazionale lorda di energia elettrica (Tabella 5.1) è stata pari a 289,9 TWh, in aumento dello 0,7% rispetto al 2018 (al netto della produzione da apporti da pompaggio che, attestandosi a 1,7 TWh, è risultata in aumento dello 0,4%).

Il maggior apporto alla produzione è stato ancora rappresentato dal termoelettrico non rinnovabile che, in aumento dello 0,9% rispetto al 2018, ha continuato a rappresentare circa il 60,4% del totale dell'energia prodotta, con il 5,2% da impianti alimentati con combustibili solidi, il 5,8% con prodotti petroliferi ed altri combustibili e il 49,4% da impianti alimentati con gas naturale; la produzione di questi ultimi rappresenta, da oltre 10 anni, la quota più consistente del parco termoelettrico, favorita nel tempo anche dalla sostituzione di vecchi cicli convenzionali ad olio combustibile con i nuovi cicli combinati a gas naturale.

Tabella 5.1 Bilancio di copertura dell'energia elettrica (Miliardi di kWh) (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico)

Tabella 8 : Bilancio di copertura dell'energia elettrica (Miliardi di kWh)						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
<b>Produzione lorda di energia elettrica (a)</b>	281,6	288,0	294,0	288,0	292,0	279,6
<i>di cui:</i>						
idroelettrica (a)	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	46,7
geotermoelettrica	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0
rifiuti urbani, biomasse, eolico, solare e altre rinnovabili	57,2	59,4	61,5	59,5	63,4	63,4
termoelettrica tradizionale	172,7	179,9	190,1	173,6	176,2	163,6
Saldo import-export	46,4	37	37,8	43,9	38,1	32,2
<b>Disponibilità lorda</b>	<b>328</b>	<b>325</b>	<b>331,8</b>	<b>331,9</b>	<b>330,1</b>	<b>311,8</b>
Assorbimenti dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio	11,1	10,7	11,3	10,5	10,5	10,1
<b>Energia Elettrica richiesta</b>	<b>316,9</b>	<b>314,3</b>	<b>320,5</b>	<b>321,4</b>	<b>319,6</b>	<b>301,7</b>

\* Dati provvisori Fonte: TERNA

(a) : al netto della produzione da apporti di pompaggio

Relativamente alle fonti rinnovabili, un significativo decremento nel 2019 è stato registrato dalla fonte idroelettrica da apporti naturali (45,8 TWh, -6,2%, dopo lo straordinario incremento del 34,8% avuto nel

2018) che, fortemente influenzata dal calo della piovosità, ha contribuito alla produzione totale per il 15,8%. Boom di incremento invece per la fonte eolica che insieme alla fonte fotovoltaica ha coperto il 15,2% della produzione lorda; mentre il restante 8,6% è stato ottenuto da geotermico e bioenergie. Dopo il decremento del 7,1% della produzione fotovoltaica registratosi nel 2018, causato da un minor irraggiamento solare, questa fonte torna ad aumentare del 4,6% a fronte di un incremento generale delle rinnovabili dello 0,4% su cui pesa in particolar modo appunto l'eolico che, in termini assoluti, cresce di 2,5TWh, attestandosi a 20,2 TWh (in aumento del 14,3% rispetto al 2018).

Nel 2020<sup>9</sup> gli effetti della pandemia hanno condizionato pesantemente gli scenari energetici internazionali: le quotazioni del petrolio hanno registrato un calo del 35%, con il Brent valutato sotto i 20\$ al barile in aprile, generando un eccezionale surplus delle scorte. Prezzi in risalita nella seconda metà dell'anno. La domanda del gas naturale è calata del 2% trascinando i prezzi ai minimi dell'ultimo decennio. Il carbone, a livello mondiale, ha mantenuto un ruolo importante nella produzione di energia elettrica, con una quota del 38%, la stessa dell'anno precedente. La domanda di energia da fonti rinnovabili è cresciuta nonostante la pandemia. A livello nazionale, nel 2020 l'economia italiana ha registrato una contrazione di entità eccezionale per gli effetti delle misure di contenimento connesse all'emergenza sanitaria. Il valore aggiunto complessivo dei settori produttivi si è ridotto in volume dell'8,6%: il settore energetico ha segnato una caduta più marcata pari al 10,0%. La domanda primaria di energia (in termini di disponibilità energetica lorda) è diminuita per il terzo anno consecutivo, registrando una flessione del 9,2%. A fronte di una diminuzione del PIL dell'8,9% in termini reali, l'intensità energetica si è attestata a 91,3 tep/milione di euro, in lieve calo, rispetto ai 91,6 del 2019. Si registrano diminuzioni della domanda in tutti i settori: -16,1% nel petrolifero; -15,6% nell'energia elettrica; -4,4% nel gas naturale; -1,6% nelle rinnovabili; -26,8% nei combustibili solidi; -0,6% nei rifiuti non rinnovabili.

Tra il 2019 e il 2020, la composizione percentuale delle fonti energetiche sul totale della domanda primaria ha registrato un aumento del contributo del gas naturale (dal 38,5% al 40,6%), delle rinnovabili e bioliquidi (dal 18,7% al 20,2%) mentre è diminuito il ruolo del petrolio e dei prodotti petroliferi (dal 35,8% al 33,1%), dei combustibili solidi (dal 4,1% al 3,3%) e dell'energia elettrica (dal 2,1% al 1,9%). Si conferma la dipendenza del nostro Paese da fonti di approvvigionamento estere, sebbene in leggero miglioramento: la quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è diminuita passando dal 77,9% del 2019 al 73,4%. Le produzioni nazionali di fonti energetiche sono aumentate passando da 36.910 ktep a 37.258 ktep, di cui 26.985 ktep provenienti da fonti energetiche rinnovabili (72% del totale). Anche il consumo finale è fortemente diminuito (-8,4%). Diminuzioni si registrano per tutte le fonti energetiche: petrolio (-14,5%), carbone (-11,9%), gas naturale (-5,1%), energia elettrica (-5,9%) e rinnovabili (-5,0%). Rispetto al 2019, si registrano segni negativi in tutti i settori finali di impiego: trasporti (-15,7%), servizi (-9,4%), industria (-5,4%), residenziale (-2,5%), pesca (-0,9%). La richiesta di energia elettrica è stata pari a 301,7 TWh (dati

---

<sup>9</sup> Cfr. documento "La situazione energetica nazionale nel 2020" redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico.

provvisori), in calo del 5,6% rispetto all'anno precedente, in flessione ancor più netta rispetto al -0,6% registrato nel 2019.

A copertura di tale fabbisogno è stato confermato il primato della fonte termoelettrica tradizionale. La produzione nazionale lorda di energia elettrica è risultata in calo del 4,2%. Il maggior apporto alla produzione è rappresentato dal termoelettrico non rinnovabile che, in calo del 7,2% rispetto al 2019, ha continuato a rappresentare circa il 58,5% del totale dell'energia prodotta. Per la produzione da fonti rinnovabili, è stata registrata una sostanziale stabilità tra il 2019 e il 2020: infatti per la fonte idroelettrica da apporti naturali c'è stato un incremento dello 0,8%, la fonte eolica ha registrato un calo del 7,4% bilanciato da un incremento della produzione fotovoltaica del 5,3%. Riguardo agli impianti cogenerativi (generazione congiunta di calore ed energia elettrica) si è registrato nel tempo un loro incremento in controtendenza al calo degli impianti termoelettrici non cogenerativi: la quota della produzione cogenerativa si è attestata nel 2020 a 105,9 TWh contro i 77,3 TWh ottenuti da impianti di sola produzione di energia elettrica.

Le fonti rinnovabili hanno consolidato nel corso del 2020 il loro ruolo, con un'incidenza sui consumi finali lordi di energia intorno al 20%. L'incremento rispetto al dato 2019 (18,2%) è stato amplificato dalla pandemia, che ha generato una significativa contrazione dei consumi complessivi (in particolare nel settore dei trasporti).

I target fissati all'interno della proposta del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevedono, oltre al completo *phase out* dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%).

Il settore elettrico riveste un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico complessivo, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle FER. Ad oggi la domanda di energia elettrica sebbene si collochi al terzo posto per copertura dei consumi energetici finali (circa 1/5 del totale), è coperta per oltre un terzo da produzione da fonti rinnovabili.

Per il raggiungimento dell'obiettivo al 2030 sarà necessaria l'installazione di circa 40 GW di nuova capacità FER, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico; tale potenziamento dell'energia da fonti rinnovabili richiede notevoli trasformazioni per la rete di trasmissione nazionale.

In termini di capacità, la potenza di generazione lorda installata in Italia al 31 dicembre 2020 è stata pari a 120,4 milioni di kW (GW). Il 53,1% di tale potenza è rappresentato da centrali termoelettriche (64 GW), il 19,2% da centrali idroelettriche (23,1 GW) ed infine, il 27,7% da impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici (circa 33,4 GW).

Si riportano, di seguito, le proiezioni indicative di sviluppo con politiche vigenti per il 2030 (con una prospettiva fino al 2040), contenute nel PNIEC.

In termini di sviluppo delle FER nel periodo 2020-2040 le seguenti tabelle mostrano rispettivamente l'evoluzione a politiche attuali del target FER totale, del target FER elettriche, del target FER termiche e del target FER trasporti. Nell'evoluzione tendenziale al 2030 le FER contribuiscono al 21,1% dei consumi finali lordi di energia, con un incremento di tre punti percentuali rispetto al dato storico 2017 (18,3%).

Guardando alla prospettiva al 2040 la quota FER cresce di un ulteriore punto percentuale arrivando al 22,2%.

Tabella 5.2 Target FER totale nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep) (Fonte: PNIEC)

	2020	2025	2030	2040
<b>Numeratore</b>	<b>22.944</b>	<b>23.598</b>	<b>25.242</b>	<b>26.858</b>
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.183	10.364	11.348	12.284
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	11.121	11.301	12.008	12.825
Consumi finali di FER nei trasporti	1.640	1.933	1.886	1.749
<b>Denominatore - Consumi finali lordi complessivi</b>	<b>120.479</b>	<b>120.399</b>	<b>119.069</b>	<b>121.001</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>19,0%</b>	<b>19,6%</b>	<b>21,2%</b>	<b>22,2%</b>

A politiche vigenti, si prevede che il contributo nel settore elettrico raggiunga 11,3 Mtep al 2030 di generazione da FER, pari a 132 TWh, con una copertura del 38,7% dei consumi elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Analizzando le singole fonti, il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico prospettano, per queste tecnologie una crescita anche a politiche attuali.

Sempre nello stesso orizzonte temporale è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita degli impianti a fine incentivo. In prospettiva 2040 la quota di FER elettriche cresce fino al 40,6%.

Tabella 5.3 Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh) (Fonte: PNIEC)

	2020	2025	2030	2040
<b>Produzione rinnovabile</b>	<b>118,5</b>	<b>120,5</b>	<b>132,0</b>	<b>142,9</b>
Idrica (normalizzata)	49,4	49,1	51,0	51,6
Eolica (normalizzata)	20,1	21,8	25,1	33,2
Geotermica	6,7	6,9	7,0	8,3
Bioenergie	16,3	14,7	14,2	12,3
Solare	26,0	28,0	34,6	37,4
<b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b>	<b>327,1</b>	<b>333,1</b>	<b>340,6</b>	<b>351,7</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>36,3%</b>	<b>36,2%</b>	<b>38,7%</b>	<b>40,6%</b>

## 5.2 ALTERNATIVE PROGETTUALI CHE SONO STATE CONSIDERATE

Premesso che il presupposto imprescindibile iniziale del progetto è stata la scelta localizzativa che doveva tener conto dei vincoli stabiliti dal R.R. 24/2010 e dal P.P.T.R della Regione Puglia, le ragionevoli alternative di progetto che sono state considerate, di seguito descritte, riguardano la configurazione dell'impianto fotovoltaico e in particolare:

1. realizzazione di un impianto fotovoltaico di tipo tradizionale (Alternativa 1).

2. realizzazione di un impianto di tipo agro-voltaico, in cui combinare la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica con attività di tipo agricolo e apistico (Alternativa 2).

### 5.2.1 ALTERNATIVA 1

La presente alternativa prevede il posizionamento di moduli fotovoltaici fissi, ancorati a strutture di supporto. In tale ipotesi progettuale i dati di produzione sono i seguenti:

- Numero massimo di moduli installabile: 25.000
- Potenza di picco:  $25000 \times 585 = 14.625$  kWp
- Superficie totale dei moduli:  $68.351,85$  m<sup>2</sup>
- Superficie occupata dai moduli (proiezione a terra dell'area occupata dai moduli):  $64.230$  m<sup>2</sup>
- Producibilità annua:  $22.770$  MWh/anno.

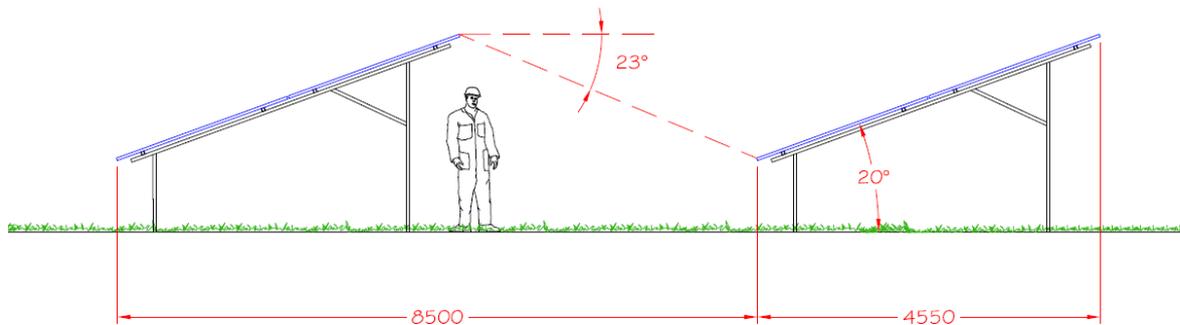


Figura 5.1 Alternativa 1 con sistema fisso per i moduli fotovoltaici

### 5.2.2 ALTERNATIVA 2

La presente alternativa coincide con la soluzione di progetto descritta al § 4.2.1 e prevede il posizionamento di tracker monoassiali (inseguitore est-ovest) che permette di avere una notevole producibilità in termini di kWh/annui essendo un sistema che letteralmente “insegue” il sole.

Se pur tale soluzione presenta alcuni aspetti negativi rispetto a un sistema fisso e nel dettaglio:

- a parità di superficie si possono installare meno pannelli, che vengono disposti in file più distanti una dall'altra per questioni legate all'ombreggiamento. Ciò comporta una minore potenza installata in termini di kWp;
- maggiori costi di installazione essendoci una rilevante parte di movimentazione e gestione del tracker;
- maggiori costi di manutenzione essendoci organi in movimento;
- consente di occupare meno suolo e di utilizzare la superficie del terreno sia per la produzione di energia solare sia per esercitare attività agricole sostenibili.

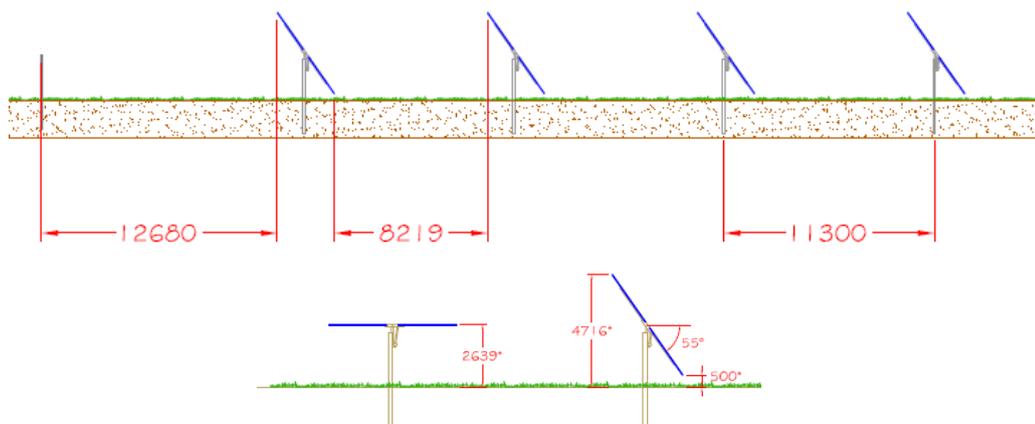


Figura 5.2 Alternativa 2 con inseguitori monoassiali

### 5.2.3 MOTIVAZIONI ALLA BASE DELLA SOLUZIONE FINALE DI PROGETTO

La scelta finale progettuale è stata principalmente dettata dalla volontà di ridurre il più possibile l'impatto ambientale dell'impianto fotovoltaico ed è stata adottata, quindi, l'alternativa progettuale n. 2 con pannelli ad inseguimento solare monoassiale (Est-Ovest), che consente di combinare la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica con attività di tipo agricolo e apistico. Attraverso la creazione di un ambiente idoneo allo sviluppo delle api, il progetto agronomico intende migliorare la valenza ecologica dell'area, ad oggi notevolmente ridotta a causa dello sviluppo di un'agricoltura intensiva e dei fenomeni di urbanizzazione delle campagne, e costruire una fonte di reddito aggiuntiva basata sulla vendita di prodotti come miele, cera, pappa reale e propoli.

Si evidenzia che la realizzazione del progetto, oltre a contribuire in maniera significativa al raggiungimento degli obiettivi per le FER al 2030 stabiliti nel PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), determinerà ricadute positive anche in termini occupazionali.

Ai sensi del D. Lgs. 28/2011, art. 40, il GSE ha sviluppato un modello di calcolo per stimare le ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili in Italia.

Il modello si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali opportunamente integrate e affinate con dati statistici e tecnico-economici prodotti dal GSE. Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio e manutenzione (O&M). L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine PRODCOM pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante. I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto<sup>10</sup>, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si

<sup>10</sup> Per valore aggiunto si intende l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Fonte: ISTAT 2012.

riferiscono all'occupazione correlata alle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte. L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente ad un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma ad una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Per definizione il modello valuta la quantità di lavoro correlata alle attività oggetto di analisi, quindi è del tutto estranea dal modello qualsiasi considerazione sulle dinamiche inerenti settori che potrebbero essere considerati concorrenti (es. industria delle fonti fossili). Il modello si può però applicare anche a tali altri settori, valutando dunque l'andamento della relativa intensità di lavoro. Non è però semplice stabilire eventuali correlazioni e relazioni di causa ed effetto tra le dinamiche osservate nell'intensità di lavoro di settori affini.

Si riportano di seguito le valutazioni effettuate relative agli anni 2018 e 2019<sup>11</sup>; per quest'ultimo anno le elaborazioni sono da considerarsi preliminari e quindi, come di consueto, soggette a future revisioni in virtù della disponibilità di dati statistici consolidati, dell'aggiornamento del monitoraggio dei costi delle tecnologie effettuato dal GSE, nonché della pubblicazione delle tavole ISTAT delle risorse e degli impieghi e dell'indagine PRODCOM sul commercio internazionale.

Le stime effettuate nel settore delle rinnovabili elettriche mostrano che nel 2019 sono stati investiti circa 1,6 miliardi di euro in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in lieve calo rispetto al dato 2018, specialmente in virtù dei minori investimenti in impianti alimentati da biomasse solide. Gli investimenti si sono concentrati in particolar modo nel settore fotovoltaico (circa 835 mln) ed eolico (circa 571 mln). Si valuta che la progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2019 abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 11.000 unità lavorative dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno). La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,4 miliardi nel 2019, si ritiene abbia attivato oltre 33.600 unità di lavoro dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno), delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica (circa il 35%) seguita da quella del biogas (18%) e da quella fotovoltaica (oltre il 17%). Il valore aggiunto per l'intera economia generato dal complesso degli investimenti e delle spese di O&M associati alle diverse fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2019 è stato complessivamente di oltre 2,9 miliardi di euro, in lieve calo rispetto a quanto rilevato nell'anno precedente.

---

<sup>11</sup> Cfr. documento "La situazione energetica nazionale nel 2019" (Giugno 2020) redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Tabella 5.4 Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle FER elettriche nel 2019 (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico)

**Tabella 11: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2019 suddivisi per tecnologie – (elaborazioni preliminari)**

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	835	379	670	5.392	5.952
Eolico	571	325	522	3.954	3.763
Idroelettrico	104	1.048	844	927	11.850
Biogas	74	549	469	692	6.085
Biomasse solide	12	605	273	115	3.767
Bioliquidi	0	509	115	4	1.627
Geotermoelettrico	-	59	44	-	607
<b>Totale</b>	<b>1.597</b>	<b>3.472</b>	<b>2.937</b>	<b>11.083</b>	<b>33.651</b>

Tabella 5.5 Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle FER elettriche nel 2018 (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico)

**Tabella 12: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2018 suddivisi per tecnologie**

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	582	368	551	3.749	5.780
Eolico	859	313	651	5.937	3.625
Idroelettrico	84	1.048	831	749	11.835
Biogas	50	527	436	446	5.834
Biomasse solide	293	586	439	2.616	3.719
Bioliquidi	0	511	115	3	1.622
Geotermoelettrico	-	59	44	-	607
<b>Totale</b>	<b>1.868</b>	<b>3.412</b>	<b>3.067</b>	<b>13.501</b>	<b>33.022</b>

## 6. DESCRIZIONE DELLE COMPONENTI AMBIENTALI NELL'AREA DI STUDIO

Nei seguenti paragrafi si analizzano le caratteristiche e lo stato di qualità delle componenti ambientali nell'area potenzialmente interessate dal progetto in esame.

### 6.1 PARAMETRI METEOROLOGICI

Di seguito si riporta un'analisi delle condizioni meteorologiche che hanno interessato l'area di Taranto nell'anno 2020.

Per caratterizzare le condizioni meteorologiche osservate nel 2020, l'analisi è stata sviluppata utilizzando i dati registrati dalla centralina di Capo San Vito (Taranto), riportati nel documento *"Il monitoraggio della qualità dell'aria Taranto - Aggiornamento all'Anno 2020"* a cura di ARPA Puglia (url: <https://www.arpa.puglia.it/>).

Per caratterizzare meteorologicamente l'area del comune di Taranto, sia dal punto di vista dell'anemologia che della precipitazione, ci si è avvalsi dei dati meteorologici orari acquisiti nel triennio 2018-2020 presso la stazione di qualità dell'aria di ARPA Puglia, denominata Capo San Vito. Nella mappa successiva è rappresentata l'ubicazione della centralina.

In Tabella 6.1 sono riportati i parametri atmosferici misurati dalla stazione, le coordinate (UTM-WGS84) e la quota del sito di installazione.



Figura 6.1 Localizzazione della stazione meteo di ARPA Puglia, ubicata a Capo San Vito (Taranto)

Tabella 6.1 Caratteristiche della centralina meteorologica di Capo San Vito (Taranto)

STAZIONE	PROV.	COORDINATE UTM33-WGS84		ALTEZZA s.l.m.	PARAMETRI MISURATI
		XUTM (m)	YUTM (m)	metri	
San Vito	TA	688778	4477122	10	velocità e direzione del vento, temperatura, umidità relativa, precipitazione (dati orari)

I dati misurati dalle stazioni meteorologiche sono validati dal Servizio Agenti Fisici della Direzione Scientifica di ARPA Puglia e disponibili sul sito di ARPA Puglia (<http://www.arpa.puglia.it/web/guest/serviziometeo>). Nella presente analisi sono stati presi in considerazione i dati orari di precipitazione, temperatura e di intensità e direzione del vento relativi al triennio 2018÷2020 della stazione di Capo San Vito. Per i tre anni considerati la percentuale di validità è ampiamente superiore al 75% per tutte le variabili considerate.

#### 6.1.1 DIREZIONE PREVALENTE E INTENSITÀ DI VENTO

Come è possibile osservare dalle rose dei venti annuali riferite ai singoli anni considerati (cfr. Figura 6.2), i venti più ricorrenti interessano i settori NO, ONO e SE. Mentre nel 2019 era stata osservata una prevalenza del settore SE rispetto ai settori NO e ONO, nel 2020 la componente da SE si riduce visibilmente rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento della componente ONO.

Per gli anni in esame i venti da NO sono quelli per i quali si registrano con maggiore frequenza i valori più elevati dell'intensità del vento ( $> 7$  m/s), unitamente ai venti relativi alla componente da ONO, che si presenta, tuttavia, con una minore occorrenza.

Per quanto riguarda la frequenza con la quale sono state osservate le calme di vento (ovvero ore per le quali la velocità del vento è risultata inferiore a 0.5 m/sec), si evidenzia come nel 2020 tale grandezza abbia assunto un valore (1.3%) confrontabile con quello rilevato nel 2019 (1%), mentre per il 2018 era stato rilevato un valore pari al 17%.

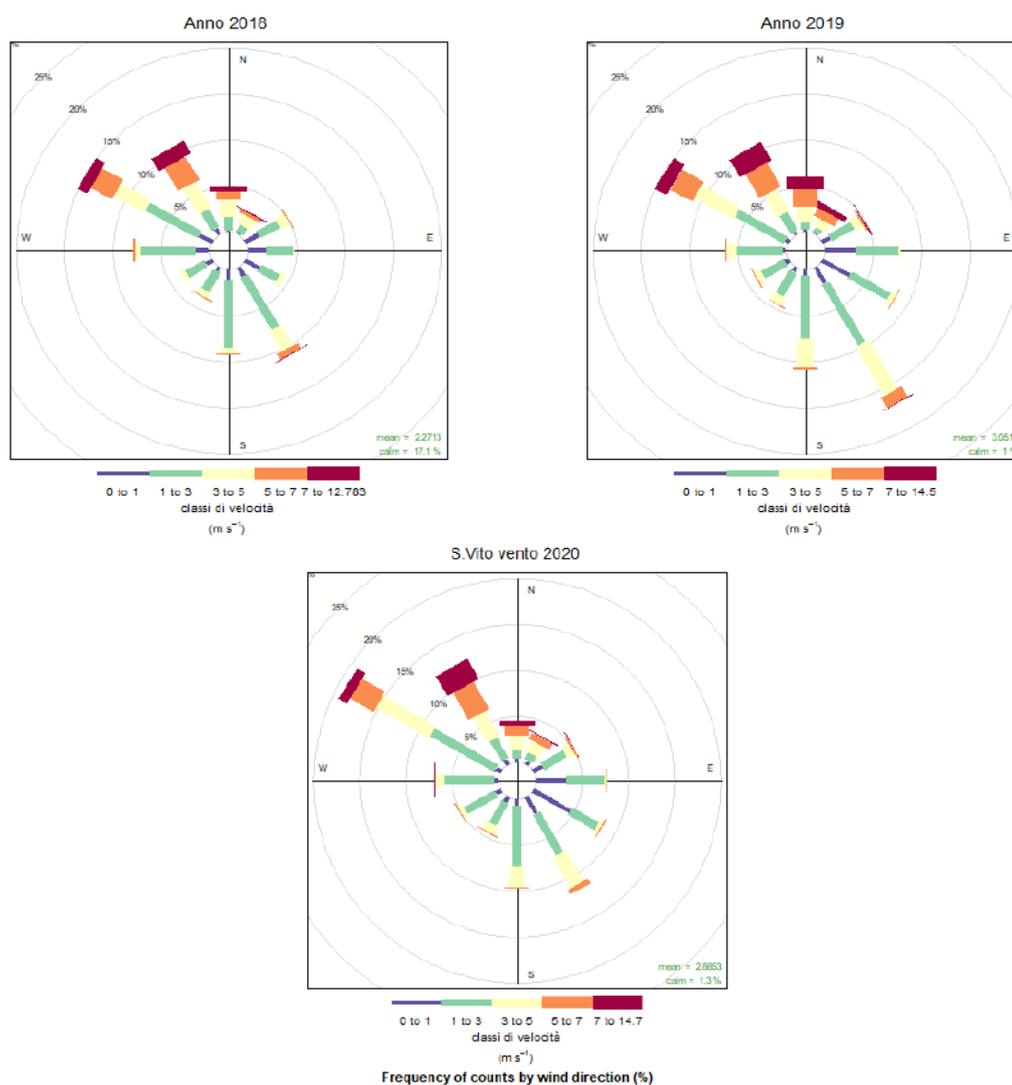


Figura 6.2 Rose dei venti annuali relative agli anni 2018, 2019 e 2020 (Fonte: ARPA Puglia)

### 6.1.2 PRECIPITAZIONI

La tabella successiva riporta la precipitazione cumulata ed il numero di giorni piovosi<sup>12</sup> per gli anni 2018, 2019 e 2020.

Complessivamente, il 2020 è risultato meno piovoso rispetto ai due anni precedenti in termini di numero di eventi piovosi (e quindi di percentuale di piovosità) ma non in termini di cumulata annuale, il cui valore (583 mm) risulta intermedio tra quello registrato nel 2018 (590 mm) e quello registrato nel 2019 (492 mm).

<sup>12</sup> Giorni con precipitazione cumulata giornaliera > 1mm.

Tabella 6.2 Dati di piovosità misurati dalla stazione di Capo San Vito (Fonte: ARPA Puglia)

	Pioggia cumulata (mm)	Percentuale dati validi	Numero giorni piovosi	Percentuale piovosità (numero giorni piovosi/numero giorni totali)
<b>Anno 2018</b>	590	100%	66	18%
<b>Anno 2019</b>	492	100%	53	15%
<b>Anno 2020</b>	583	100%	52	14%

Nel grafico successivo, si confrontano le cumulate mensili relative al 2019 e al 2020.

Nel 2020, i mesi di novembre e dicembre sono risultati i più piovosi.

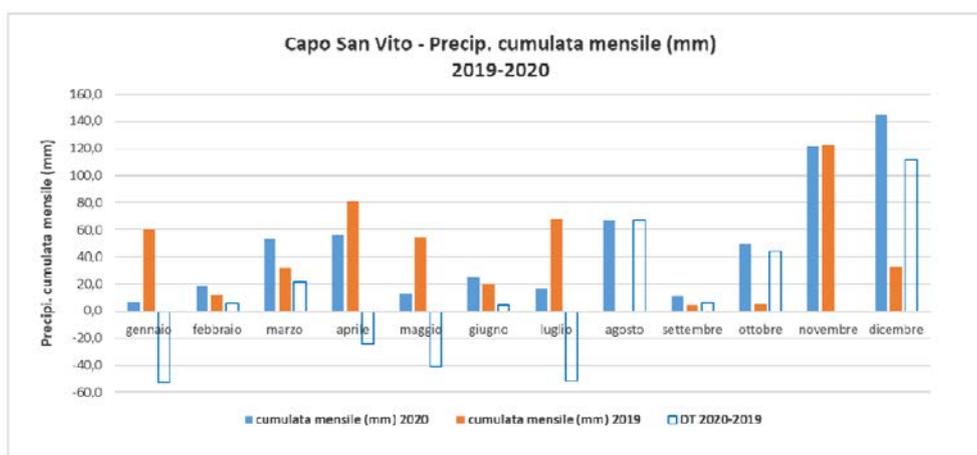


Figura 6.3 Precipitazioni cumulate mensili relative al biennio 2019-2020 (Fonte: ARPA Puglia)

### 6.1.3 TEMPERATURA

Di seguito, si mostra un'analogia elaborazione per la temperatura dalla quale si evince che i mesi invernali nel 2020 siano stati caratterizzati mediamente da temperature più elevate che nel 2019, mentre nei mesi estivi da temperature più basse.

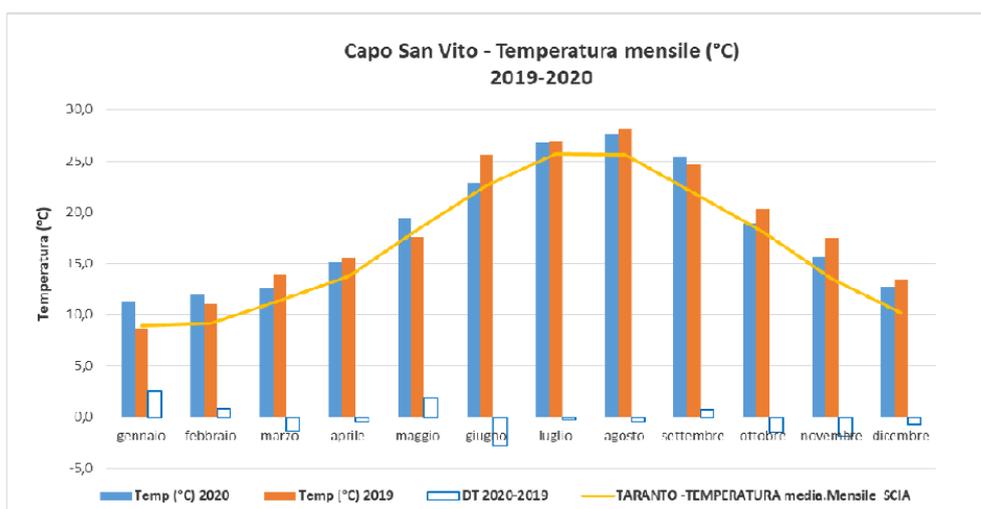


Figura 6.4 Temperature medie mensili relative al biennio 2019-2020 (Fonte: ARPA Puglia)

#### 6.1.4 RADIAZIONE SOLARE

Nella figura seguente è rappresentata la radiazione solare al suolo cumulata del 2020. Per energia cumulata annuale si intende il valore dell'energia al suolo sul piano orizzontale cumulata sull'intero anno.

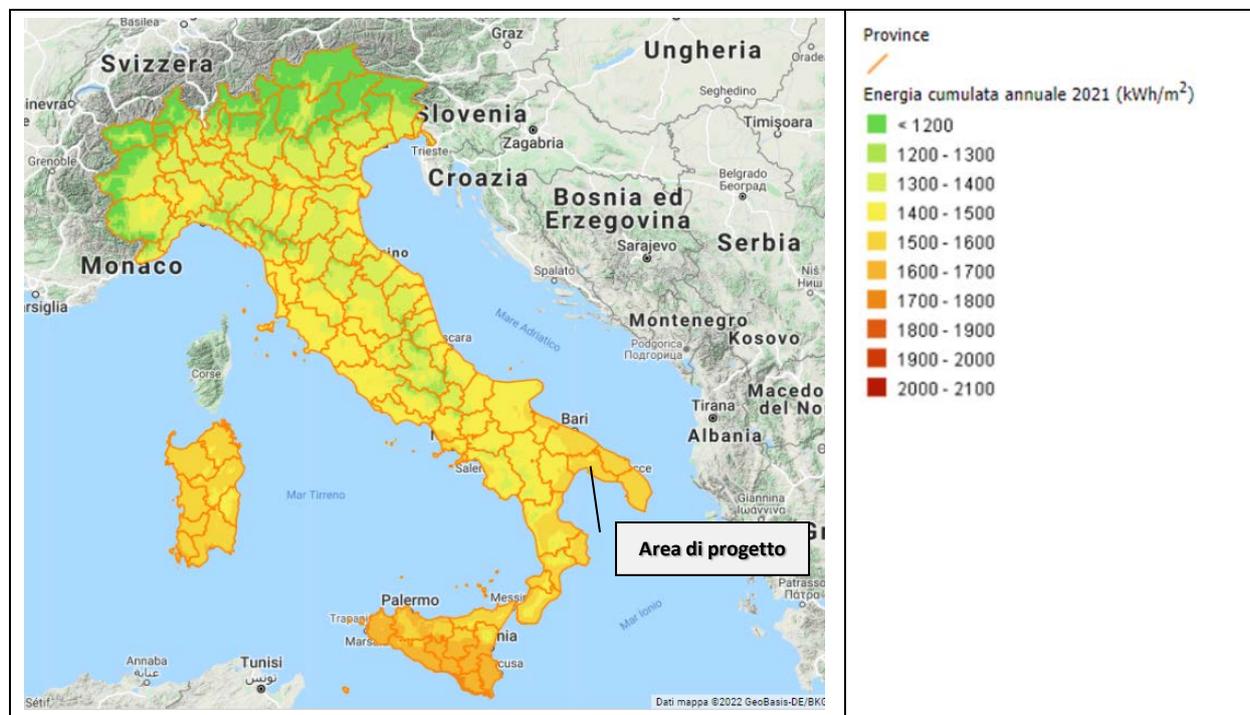


Figura 6.5 Mappa della radiazione solare nel 2020 (Fonte: Elaborazione a cura di RSE <http://sunrise.rse-web.it/>)

## 6.2 QUALITÀ DELL'ARIA

La normativa di riferimento in materia di qualità dell'aria è costituita dal D.Lgs. 155/2010. In questo paragrafo sono analizzati i seguenti parametri: NO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, O<sub>3</sub>, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>, BaP, Pb, As, Ni, Cd. I valori normati per ogni inquinante sono elencati in Tabella 6.3.

Il monitoraggio della qualità dell'aria è condotto da ARPA Puglia attraverso la Rete Regionale di monitoraggio della Qualità dell'Aria (di seguito "RRQA"), di proprietà della Regione Puglia, conforme ai criteri stabiliti dal citato D.Lgs. n. 155/2010 e approvata con D.G.R. n. 2420/2013, costituita da n. 53 stazioni fisse (di cui 41 di proprietà pubblica e 12 private). ARPA gestisce, inoltre, n.6 laboratori mobili.

Per i dati di seguito riportati si è fatto riferimento al documento "IL MONITORAGGIO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA TARANTO - Aggiornamento all'Anno 2020" e realizzata dall'Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale della Puglia, all'interno della quale sono state considerate le stazioni e i parametri che garantiscono una percentuale di dati sufficiente al rispetto degli obiettivi di qualità del dato indicati dalla normativa vigente.

Tabella 6.3. Valori limite per la protezione della salute umana, degli ecosistemi, della vegetazione e valori obiettivo secondo la normativa vigente (D.Lgs. 155/2010)

Inquinante	Nome limite	Indicatore statistico	Valore
<b>SO<sub>2</sub></b>	Livello critico per la protezione della vegetazione	Media annuale e media invernale	<b>20 µg/m<sup>3</sup></b>
	Soglia di allarme	Superamento per 3 h consecutive del valore soglia	<b>500 µg/m<sup>3</sup></b>
	Limite orario per la protezione della salute umana	Media 1 h	<b>350 µg/m<sup>3</sup></b> da non superare più di 24 volte per anno civile
	Limite di 24 ore per la protezione della salute umana	Media 24 h	<b>125 µg/m<sup>3</sup></b> da non superare più di 3 volte per anno civile
<b>NO<sub>x</sub></b>	Livello critico per la protezione della vegetazione	Media annuale	<b>30 µg/m<sup>3</sup></b>
<b>NO<sub>2</sub></b>	Soglia di allarme	Superamento per 3 h	<b>400 µg/m<sup>3</sup></b>
	Limite orario per la protezione della salute umana	Media 1 h	<b>200 µg/m<sup>3</sup></b> da non superare più di 18 volte per anno civile
	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	<b>40 µg/m<sup>3</sup></b>
<b>PM10</b>	Limite di 24 ore per la protezione della salute umana	Media 24 h	<b>50 µg/m<sup>3</sup></b> da non superare più di 35 volte per anno civile
	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	<b>40 µg/m<sup>3</sup></b>
<b>PM2.5</b>	Valore limite per la protezione della salute umana	Media annuale	<b>25 µg/m<sup>3</sup></b>
<b>CO</b>	Limite per la protezione della salute umana	Max giornaliero della media mobile 8 h	<b>10 mg/m<sup>3</sup></b>
<b>Pb</b>	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	<b>0,5 µg/m<sup>3</sup></b>
<b>BaP</b>	Valore obiettivo	Media annuale	<b>1,0 ng/m<sup>3</sup></b>
<b>C<sub>6</sub>H<sub>6</sub></b>	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	<b>5,0 µg/m<sup>3</sup></b>
<b>O<sub>3</sub></b>	Soglia di informazione	Superamento del valore orario	<b>180 µg/m<sup>3</sup></b>
	Soglia di allarme	Superamento del valore orario	<b>240 µg/m<sup>3</sup></b>
	Obiettivo a lungo termine per la protezione della salute umana	Max giornaliero della media mobile 8 h	<b>120 µg/m<sup>3</sup></b>
	Valore obiettivo per la protezione della salute umana	Max giornaliero della media mobile 8 h	<b>120 µg/m<sup>3</sup></b> da non superare per più di 25 giorni all'anno come media su 3 anni
	Valore obiettivo per la protezione della vegetazione	AOT40, calcolato sulla base dei valori orari da maggio a luglio	<b>18000 µg/m<sup>3</sup> h</b> da calcolare come media su 5 anni
	Obiettivo a lungo termine per la protezione della vegetazione	AOT40, calcolato sulla base dei valori orari da maggio a luglio	<b>6000 µg/m<sup>3</sup> · h</b>
<b>Ni</b>	Valore obiettivo	Media annuale	<b>20,0 ng/m<sup>3</sup></b>
<b>As</b>	Valore obiettivo	Media annuale	<b>6,0 ng/m<sup>3</sup></b>
<b>Cd</b>	Valore obiettivo	Media annuale	<b>5,0 ng/m<sup>3</sup></b>

La rete RRQA nell'attuale assetto, per l'area di Taranto comprende le stazioni di monitoraggio elencate in Tabella 6.4, che riporta anche le relative classificazioni, formulate come previsto dalla normativa e successivamente approvate con D.G.R. 2979/2012 della Regione Puglia<sup>13</sup>.

Nei comuni di Taranto e Statte sono presenti stazioni di misurazione della qualità dell'aria da traffico (Via Adige), industriali (Machiavelli, Archimede, Paolo VI Cisi, SS-Massafrà Ponte Wind e Statte-Sorgenti) e di fondo (Talsano e San Vito). Si evidenzia che nei Comuni di Taranto e Statte la rete comprende n.8 stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria. La classificazione è stata realizzata in conformità ai criteri indicati nell'Allegato III del D. Lgs. n.155/2010, che così definisce

le stazioni di tipo industriale: "stazioni ubicate in posizione tale che il livello di inquinamento sia influenzato prevalentemente da singole fonti industriali o da zone industriali limitrofe".

Tabella 6.4. Elenco delle stazioni di monitoraggio dell'aria in Provincia di Taranto (Fonte: ARPA Puglia)

PROV	COMUNE	STAZIONE	TIPO STAZIONE	E (UTM33)	N (UTM33)	PM10	PM2,5	NO2	O3	CGH6	CO	SO2	
TA	Taranto	Machiavelli	Industriale	688642	4484370	x	x	x		x	x	x	
		Archimede	Industriale	689238	4485033	x	x	x			x	x	
		Via Alto Adige	Traffico	691924	4481337	x	x	x		x	x	x	
		Paolo VI CISI	Industriale	690889	4488018	x	x	x		x	x	x	
		Colonia San Vito	Fondo	688778	4477122	x			x				x
		Talsano - via U. Foscolo	Fondo	693783	4475985	x			x	x			x
	Statte	SS7 per Massafra - Ponte Wind	Industriale	684114	4488423	x			x				x
		via delle Sorgenti	Industriale	686530	4492525	x			x	x		x	x
	Grottaglie	Grottaglie	Fondo	705279	4490271	x			x	x			
	Martina Franca	Martina Franca	Traffico	697012	4508162	x					x		
	Massafra	Massafra - via Frappietri	Industriale	679111	4495815	x				x	x		x

In Figura 6.6 si riporta una mappa che mostra la collocazione delle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria nella provincia di Taranto.



Figura 6.6 Localizzazione delle centraline regionali di qualità dell'aria nell'area di Taranto (Fonte: ARPA Puglia)

<sup>13</sup> Con la D.G.R. 774/2018 "Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA) di cui al D. Lgs. 155/2010 e ss.mm.ii. Finalità generali ed obiettivi di Piano", il Centro Regionale Aria, di concerto con la Regione, ha avviato le attività di aggiornamento della zonizzazione e classificazione delle zone e degli agglomerati ai sensi dell'art. 4 del D.Lgs. n.155/2010. Tali attività risultano propedeutiche alla rideterminazione della Rete Regionale della Qualità dell'Aria.



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@applus.eco; www.applus.eco

Sono, inoltre, presenti n. 6 stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria ubicate in prossimità del perimetro dello stabilimento della Società ILVA (cui è succeduta Arcelor Mittal Italia - AMI, e quindi, nel 2021, Acciaierie di Italia - AdI) di Taranto, che sono entrate in funzione nel mese di agosto 2013. Delle 6 stazioni, 4 si trovano lungo il perimetro dello stabilimento, una nell'area Cokeria e una in Via Orsini (al quartiere Tamburi, classificata come "industriale"). In generale, le stazioni di monitoraggio che ricadono in aree industriali private, non accessibili alla popolazione e in immediata prossimità con fonti di emissione proprie dei processi produttivi non sono idonee alla valutazione della qualità dell'aria ambiente ai fini del D.Lgs. n.155/2010 e quindi al confronto con i valori limite dei livelli determinati.

Anche per l'anno 2020 nessun limite di legge stabilito dal D.Lgs. n. 155/2010 è stato superato, per tutti gli inquinanti gassosi rilevati dalle reti fisse di monitoraggio della qualità dell'aria, oltre che per il PM10 e il PM2.5.

Di seguito si riporta un approfondimento per ciascun inquinante rilevato dalle reti attive a Taranto, sia per la rete regionale che per la rete AMI per gli ultimi anni, compreso quindi il 2020.

#### PM<sub>10</sub>

Nel 2020, in nessun sito di monitoraggio della qualità dell'aria in provincia di Taranto, è stato superato il numero massimo di 35 superamenti del valore limite medio giornaliero di 50 mg/m<sup>3</sup>, consentito dalla norma (D.Lgs. n. 155/2010). Inoltre, in nessun sito viene superato il valore limite previsto dal D.Lgs. n.155/2010 sulla media annuale, pari a 40 µg/m<sup>3</sup>. Di seguito si riportano i dati medi mensili e annuali di concentrazione di PM10 per la RRQA di Taranto e per la cabina della Rete AMI esterna all'area di Stabilimento.

Tabella 6.5. Dati medi mensili PM10 Taranto ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ), 2020 (Fonte: ARPA Puglia)

	GROTTAGLIE	MARTINA FRANCA	MASSAFRA	PAOLO VI	S. VITO	STATTE SORGENTI	TALSANO	V.A. ADIGE	V. ARCHIMEDE	V. MACHIAVELLI	V. ORSINI	SS7 WIND
Gennaio-20	16	31	23	17	22	15	23	31	26	29	35	18
Febbraio-20	14	21	18	13	20	12	20	22	21	24	30	15
Marzo-20	20	25	23	17	21	19	21	23	22	25	30	18
Aprile-20	17	23	21	17	20	19	20	21	21	24	26	19
Maggio-20	17	23	20	19	20	18	20	22	24	27	32	20
Giugno-20	11	16	12	12	16	11	13	16	17	21	24	12
Luglio-20	14	21	15	17	18	14	17	19	21	25	32	16
Agosto-20	17	22	20	17	23	18	20	22	21	26	27	20
Settembre-20	18	23	21	18	21	18	22	23	23	26	22	19
Ottobre-20	14	20	17	14	15	13	16	18	18	20	19	14
Novembre-20	18	25	23	15	20	18	20	21	19	23	24	18
Dicembre-20	23	23	35	14	23	23	22	22	20	22	25	16
MEDIA ANNUALE	16	23	21	16	20	16	19	22	21	24	27	17
VALORE MASSIMO MENSILE	23	31	35	19	23	23	23	31	26	29	35	20
Valore limite annuale D.Lgs. n.155/2010	40											
Legenda: n.d. valore non disponibile per anomalia strumentale dovuta alla temperatura alta in cabina; * valore ottenuto da 15 gg validi su 30												

I livelli medi mensili di PM10 più alti sono stati registrati in Via Orsini-Tamburi (rete AMI) con un valore massimo nel mese di gennaio 2020, mentre i minimi sono stati registrati a settembre e ottobre. In questo sito si è registrata la media annua di PM<sub>10</sub> più alta rispetto a quelle di tutte le altre centraline, pari a 27  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Le medie annue di PM10 registrate nel 2020 sono sostanzialmente confrontabili con quelle che erano state misurate nel 2019.

La soglia di 35 superamenti del valore limite giornaliero del PM<sub>10</sub> al 31/12/2020 non è stata superata, come non è superato il limite sulla media annua (D.Lgs. n. 155/10). Il maggior numero di superamenti del valore limite giornaliero è stato registrato nel sito di *Martina Franca*.

### PM<sub>2,5</sub>

La concentrazione media annua più elevata nel Comune di Taranto nel 2020 è stata registrata nella stazione presente in *Via Orsini-Tamburi* (sito industriale, Rete Arcelor Mittal) con 21  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  (a fronte di un valore limite in aria ambiente di 25  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ), che nel corso dell'anno registra concentrazioni costantemente più alte rispetto al sito di *Alto Adige* (traffico) e a *Paolo VI* (industriale). Nella tabella seguente sono mostrate le medie mensili e annuali di PM<sub>2,5</sub> registrate nel 2020.

Nel 2020, le massime concentrazioni sono state rilevate nel mese di gennaio in tutti i siti ma con valori inferiori al limite stabilito per la media annua in 25  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Nel 2020, rispetto al 2019, le medie annue di concentrazione di PM<sub>2.5</sub> sono rimaste sostanzialmente invariate.

Tabella 6.6. Dati medi mensili PM<sub>2,5</sub> Taranto ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ), 2020 (Fonte: ARPA Puglia)

PM <sub>2,5</sub> ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Via Machiavelli (RRQA)	Via Archimede (RRQA)	Via A. Adige (RRQA)	Paolo VI –CISI (RRQA)	Via Orsini (Rete AMI)
Gennaio-20	17	16	18	12	21
Febbraio-20	12	10	11	8	16
Marzo-20	13	11	12	9	16
Aprile-20	15	13	14	12	17
Maggio-20	11	10	9	9	20
Giugno-20	9	8	8	7	16
Luglio-20	12	11	12	10	17
Agosto-20	12	11	12	11	17
Settembre-20	12	12	12	10	15
Ottobre-20	7	7	8	7	9
Novembre-20	13	11	13	10	14
Dicembre-20	11	10	12	8	13
MEDIA ANNUALE	12	11	12	9	16
MASSIMO MENSILE	17	16	18	12	21
Valore limite annuale D. Lgs. 155/2010	25				

### Benzene

Per il benzene, il D. Lgs. n.155/10 fissa un valore limite di concentrazione annuo di  $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ; le medie annue, nelle centraline della RRQA, a partire dal 2014 sono risultate piuttosto contenute e al di sotto del limite consentito, con valori che si attestano mediamente al di sotto dei  $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$  ad eccezione della centralina di Via Orsini con un valore medio annuo di circa  $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

Nel 2020 le medie annue di benzene risultano in aumento rispetto a quelle registrate nel 2019, in particolar modo nelle centraline di Via Orsini e Via Machiavelli, entrambe classificate come industriali e poste nel quartiere Tamburi. Nel sito in Via Adige, classificato come da traffico, la media annua risulta invariata.

### NO<sub>2</sub>

Nella Tabella 6.7 sono mostrate le medie mensili del 2020. Come si evince, le medie annuali sono inferiori al valore limite medio annuo sia nel quartiere Tamburi che nelle altre centraline dell'area di Taranto e non si sono registrati superamenti del limite su base oraria.

A Martina Franca, stazione classificata come da traffico, e in Via Orsini-Tamburi, stazione classificata come da traffico/industriale, sono state riscontrate le medie annue più elevate rispetto a quelle misurate in tutti gli altri siti.

Le medie annue nel 2020, seppure inferiori al limite, registrate nei siti ricadenti nel quartiere Tamburi, denominati Via Orsini, Via Archimede e Via Machiavelli, si sono attestate nel range  $20 \div 25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Nel 2020, rispetto all'anno precedente, si rilevano livelli medi annui stabili o in calo in tutte le centraline.

Tabella 6.7. Medie mensili di NO<sub>2</sub> (µg/m<sup>3</sup>) in Provincia di Taranto, 2020 (Fonte: ARPA Puglia)

NO <sub>2</sub> (µg/m <sup>3</sup> )	Grottaglie	Martina Franca	Massafra	Paolo VI	S. Vito	Statto	Talsano	Via A. Adige	Via Archimede	Via Machiavelli	Via Orsini	SS7 WIND
Gennaio-20	15	33	21	13	15	12	17	37	30	31	26	14
Febbraio-20	13	28	21	7	14	12	13	31	28	27	23	13
Marzo-20	8	19	13	6	8	7	8	18	20	16	16	10
Aprile-20	6	13	9	5	5	5	5	11	14	13	12	8
Maggio-20	5	16	10	5	6	5	4	15	15	17	18	9
Giugno-20	7	23	10	6	8	6	6	19	16	17	15	10
Luglio-20	7	30	9	5	9	6	7	21	19	22	18	11
Agosto-20	7	25	10	5	11	7	7	20	17	17	21	10
Settembre-20	5	24	8	6	8	5	6	18	15	16	25	7
Ottobre-20	12	27	15	5	10	8	9	24	21	21	34	11
Novembre-20	12	27	16	5	11	8	11	24	19	21	42	10
Dicembre-20	17	25	23	5	13	12	12	29	21	23	48	12
<b>MEDIA ANNUALE</b>	9	24	14	6	10	8	9	22	20	20	25	11
<b>VALORE LIMITE</b>	<b>40</b>											
N.D. dato non disponibile												

## CO

Per il monossido di carbonio (CO), durante il quadriennio 2017-2020 non è stato mai superato il valore limite in aria ambiente, definito in base alla normativa vigente come massimo orario delle medie mobili sulle 8 ore, pari a 10 mg/m<sup>3</sup> e i livelli registrati non hanno mostrato nessuna criticità.

## SO<sub>2</sub>

Il biossido di zolfo deriva dalla combustione di combustibili fossili contenenti zolfo. In passato è stato un importante inquinante atmosferico poiché la sua ossidazione porta alla formazione di acido solforoso e solforico. Il biossido di zolfo è un gas incolore facilmente solubile in acqua.

Le fonti naturali, come i vulcani, contribuiscono ai livelli ambientali di anidride solforosa. Le emissioni antropogeniche sono invece legate all'uso di combustibili fossili contenenti zolfo per il riscaldamento domestico, la generazione di energia e nei veicoli a motore. Nel tempo il contenuto di zolfo nei combustibili è sensibilmente diminuito, portando i livelli di SO<sub>2</sub> in area ambiente a livelli estremamente bassi.

A Taranto sono presenti diversi analizzatori per il monitoraggio dell'SO<sub>2</sub>. Focalizzando l'attenzione sull'ultimo triennio 2018÷2020 non sono stati registrati superamenti del valore limite giornaliero, pari a 125 µg/m<sup>3</sup>. Risulta essere stato superato una sola volta il valore limite orario, pari a 350 µg/m<sup>3</sup>, nella centralina Via Machiavelli in data 21/02/2020.

In generale, il biossido di zolfo in aria ambiente non rappresenta più una criticità ambientale, tanto da poterne evitare il monitoraggio in siti fissi. Nei siti industriali come quello di Taranto, invece, è raccomandabile continuarne il monitoraggio, sia perché questo inquinante è il tracciante di determinati processi produttivi, sia per valutarne le concentrazioni in possibili eventi incidentali, considerati anche gli eventi verificatisi nel 2020.

### O<sub>3</sub>

L'ozono è un inquinante che si forma in atmosfera a partire da altri inquinanti (principalmente ossidi di azoto e composti organici volatili) in presenza di luce solare. Nel periodo da aprile a settembre si registrano in tutta Italia e in Europa livelli elevati e spesso superiori ai valori obiettivo. Proprio per i meccanismi di formazione in atmosfera di tale gas i livelli più elevati si registrano nelle aree suburbane e rurali, dove si vengono a creare in primavera/estate le condizioni ideali per la sua formazione, poiché il processo di formazione dell'ozono è catalizzato, come detto, dalla radiazione solare. Il D.Lgs. n. 155/10 fissa un valore obiettivo per la protezione della salute umana pari a 120 µg/m<sup>3</sup> sulla media mobile delle 8 ore, da non superare più di 25 volte l'anno e un valore obiettivo a lungo termine, pari a 120 µg/m<sup>3</sup> come media mobile su 8 ore nell'arco di un anno civile.

Con riferimento al comune di Taranto, nel quadriennio 2017-2020, nelle due centraline dove viene monitorato l'ozono, nel 2017 si sono registrati, rispettivamente, n.16 giorni di superamento della soglia di 120 µg/m<sup>3</sup> a San Vito e n. 40 a Talsano (il valore obiettivo prevede che i giorni di superamento possano essere al massimo 25). Nel 2018 i superamenti rilevati sono diminuiti, avendone registrati n. 9 a San Vito e n. 18 a Talsano. Anche nel 2019 valori elevati di ozono sono stati registrati sull'intero territorio regionale. Il valore obiettivo a lungo termine (pari a 120 µg/m<sup>3</sup>) è stato superato n. 3 volte a San Vito e n. 18 volte a Talsano, quindi i superamenti di tale limite sono diminuiti nel 2019 rispetto all'anno precedente solo nel sito di monitoraggio denominato San Vito.

Nel 2020 si sono avuti superamenti del valore obiettivo solamente nel sito Talsano e per 18 giorni (inferiori alla soglia massima consentita).

### Benzo(a)Pirene nel PM<sub>10</sub>

Il Benzo(a)pirene (di seguito BaP) è determinato sui filtri di PM10 campionati giornalmente ai sensi del D.Lgs. n.155/2010 nelle stazioni site a Taranto nelle *Vie Machiavelli, Alto Adige* e nella frazione di *Talsano*. Dal mese di aprile 2013, i filtri di PM10 sono stati prelevati e analizzati anche presso la *Scuola Deledda* (Q.re Tamburi), mentre, a partire dall'anno 2015, sono stati prelevati anche i filtri della centralina della RRQA posta a *Martina Franca*.

Per il B(a)P il D.Lgs. n. 155/10 fissa un valore obiettivo annuo di 1 ng/m<sup>3</sup>. I filtri di PM10, campionati mediante utilizzo di analizzatori mono o bicanale, sono prelevati da parte dei Servizi Territoriali del DAP Taranto. Per i campioni prelevati, l'analisi filtri giornalieri di PM10 in pool mensili è stata effettuata presso i Laboratori del DAP ARPA di Brindisi anche per l'anno di riferimento 2020. I risultati ottenuti nei siti *Talsano, Adige e Martina Franca* possono essere considerati come "misurazioni indicative", così come prevede l'Allegato IV del D.Lgs. n.155/2010 poiché la copertura temporale è pari o maggiore al 14%, ma inferiore al 33%.

I valori medi annui dal 2012 e sino al 2020, riscontrati nei siti oggetto del monitoraggio del B(a)P *Machiavelli, Deledda-Tamburi, Talsano, Martina F. e Adige*, sono risultati sempre inferiori al valore obiettivo previsto dal D.Lgs 155/2010, pari a 1 ng/m<sup>3</sup>. Nel Comune di Taranto, nel corso del 2020, sono stati osservati livelli medi annui in lieve rialzo rispetto al 2019 in ogni sito, con medie confrontabili tra loro.

## Metalli nel PM<sub>10</sub>

I metalli pesanti, analizzati nel PM<sub>10</sub> ai sensi del D. Lgs. n.155/2010, sono determinati sui filtri di PM<sub>10</sub> campionati nelle stazioni site in Via Machiavelli (RRQA), via Alto Adige (RRQA), presso la Scuola Deledda al q.re Tamburi, a Taranto-Talsano (RRQA) e a Martina Franca (RRQA).

Non si sono rilevati livelli critici di metalli normati sin dall’inizio delle attività di speciazione del PM<sub>10</sub>. I valori medi annuali riscontrati nei cinque siti sono risultati sempre inferiori ai valori obiettivo per As, Ni e Cd e al valore limite per il Pb, come previsto dal D.Lgs 155/2010, oltre che confrontabili tra loro.

## **6.3 AMBIENTE IDRICO**

### **6.3.1 STATO DELLE ACQUE SUPERFICIALI**

Con D.G.R. n. 1045 del 14/2016, pubblicata sul BURP n. 88 del 29/07/2016, la Regione Puglia ha approvato il Programma di Monitoraggio qualitativo dei corpi idrici superficiali per il triennio 2016-2018, con il quale si è dato l’avvio al Secondo ciclo dei Piani di Gestione e dei Piani di Tutela delle Acque, demandandone la realizzazione ad ARPA Puglia.

Nel 2016 è stato realizzato il programma di monitoraggio relativo al 1° anno del II ciclo che, come previsto dalle norme di riferimento per il 1° anno di ogni ciclo sessennale di monitoraggio, è stato della tipologia “Sorveglianza”.

Nel 2017 è stato realizzato il Programma di Monitoraggio relativo al 2° anno del II ciclo, di tipo “Operativo”.

Nel 2018 è stato realizzato il Programma di Monitoraggio relativo al 3° anno del II ciclo, anch’esso di tipo “Operativo”.

A conclusione del triennio di monitoraggio 2016-2018, è stata proposta la classificazione dei corpi idrici superficiali pugliesi nel documento di ARPA Puglia intitolato *“Monitoraggio qualitativo dei corpi idrici superficiali per il triennio 2016-2018 - Relazione Triennale 2016-2018 - Proposta di classificazione dei Corpi Idrici Superficiali della Regione Puglia”* di agosto 2020 (rev. dicembre 2021). La classificazione triennale è stata approvata con D.G.R. n. 2189 del 22 dicembre 2021.

Il Programma di Monitoraggio dei Corpi Idrici Superficiali pugliesi nel triennio 2016-2018 è stato condotto sui CIS identificati dalla Regione Puglia per le diverse categorie di acqua (Corsi d’Acqua, Laghi/Invasi, Acque di Transizione, Acque Marino-Costiere). Tra questi, con le DGR n. 1951 del 03/11/2015 e n. 2429 del 30/12/2015, sono stati identificati n. 3 Corpi Idrici Artificiali (di seguito CIA) e n. 12 Corpi Idrici Fortemente Modificati (di seguito CIFM) per la categoria “Corsi d’acqua”, mentre per la categoria “Laghi/Invasi”, tutti i n. 6 corpi idrici lacuali pugliesi sono stati identificati come Corpi Idrici Fortemente Modificati. Dei n. 12 CIFM fluviali pugliesi identificati, n. 11 sono inclusi nel Piano di Monitoraggio per il triennio 2016-18, in quanto il corpo idrico denominato *“Torrente Locone\_16”* è stato escluso dal monitoraggio, con le motivazioni riportate nella DGR n. 1255 del 19/06/2012.

Il monitoraggio di Sorveglianza condotto nel 2016 ha consentito di effettuare la proposta di classificazione per i C.I. appartenenti esclusivamente alla Rete di Sorveglianza; in esito a tale valutazione e risultato che, fatta eccezione per i corpi idrici *“Foce Carapelle”* e *“Ofanto\_18”*, che hanno presentato Stato Ecologico e

Chimico “buono”, tutti i corpi idrici appartenenti esclusivamente alla Rete di Sorveglianza sono risultati in stato di qualità – ecologico e/o chimico – inferiore al “buono” e pertanto sono stati oggetto di monitoraggio Operativo nella annualità 2017-18.

Di seguito sono riportati, in forma grafica, i risultati della classificazione su base triennale dello Stato/Potenziale Ecologico e di quello Chimico per i corsi d’acqua pugliesi. Si evidenzia che presso l’area di progetto e nelle vicinanze non sono presenti corsi d’acqua idrici superficiali.

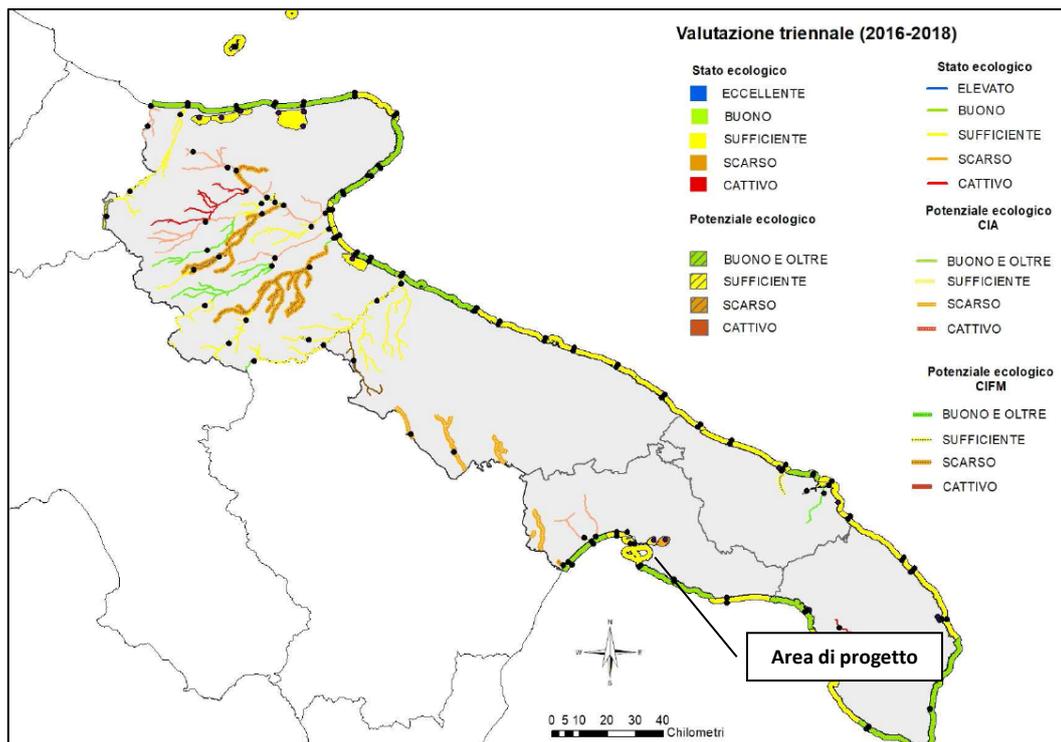


Figura 6.7 Triennio 2016-2018 – Mappa dello stato/potenziale ecologico dei CIS pugliesi (Fonte: ARPA Puglia)

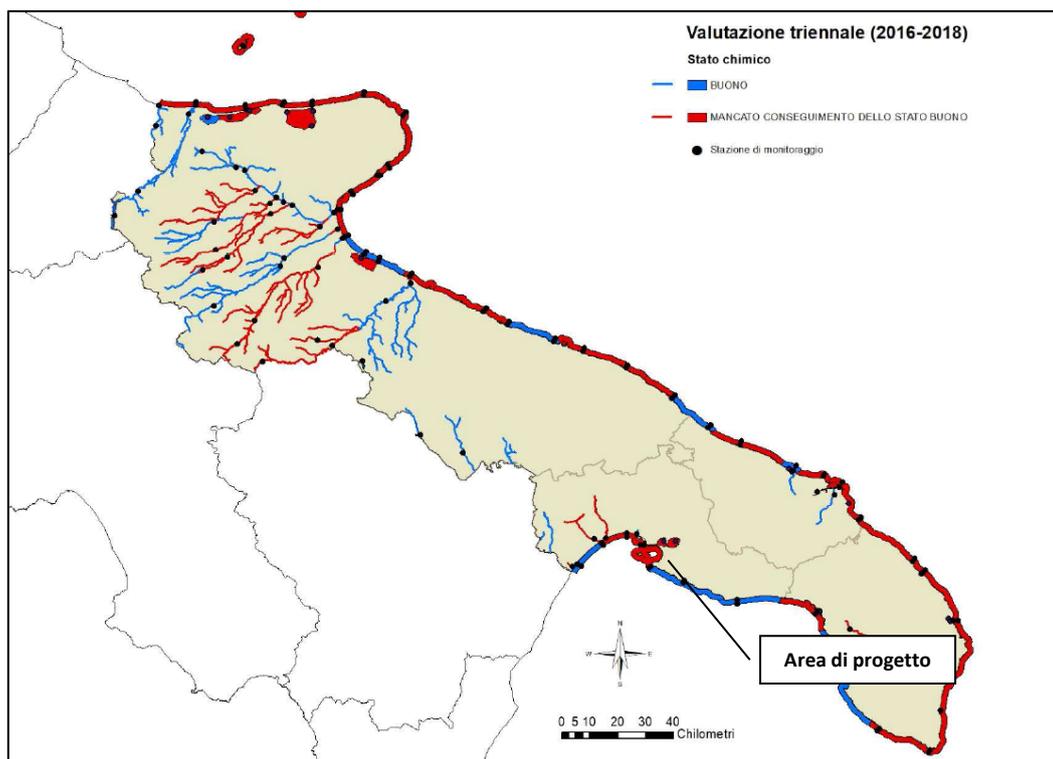


Figura 6.8 Triennio 2016-2018 – Mappa dello stato chimico dei CIS pugliesi (Fonte: ARPA Puglia)

### 6.3.2 STATO DELLE ACQUE SOTTERRANEE

La Direttiva Quadro sulle acque (Dir. 2000/60/CE) e, in particolare, la Dir. 2006/118/CE sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento contengono i principi generali che devono essere adottati per la classificazione dello stato chimico, quantitativo e complessivo dei corpi idrici sotterranei. Tali principi generali sono stati recepiti dal D. Lgs. 16 marzo 2009, n.30 "Protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento", che modifica il D. Lgs. 152/2006 per quanto attiene alla caratterizzazione e all'individuazione dei corpi idrici sotterranei, stabilisce i valori soglia e gli standard di qualità per definire il buono stato chimico delle acque sotterranee, definisce i criteri per il monitoraggio quantitativo e per la classificazione dei corpi idrici sotterranei o dei raggruppamenti degli stessi.

Il D. Lgs. 30/09 prevede la definizione dello stato chimico e dello stato quantitativo di ciascun corpo idrico sotterraneo, valutati separatamente, al fine di definire lo stato complessivo dei corpi idrici (CIS) che viene assunto come il risultante stato peggiore tra quello chimico e quello quantitativo. È quindi necessario effettuare il monitoraggio dello stato chimico e di quello quantitativo, in ciascun corpo idrico, tramite apposite reti e programmi di monitoraggio, le cui risultanze permettono di classificare lo stato dei corpi idrici e di integrare e validare la caratterizzazione e la definizione del rischio di non raggiungimento dell'obiettivo di buono stato chimico e quantitativo.

Le due tipologie di reti di monitoraggio devono essere strutturate in funzione della tipologia di corpi idrici (afferenti ai vari complessi idrogeologici), della loro estensione areale, della eventuale suddivisione dei corpi idrici con la profondità (acquiferi multistrato), della vulnerabilità intrinseca, della velocità di

rinnovamento delle acque, delle pressioni antropiche presenti e degli impatti riscontrati, tenendo conto del modello concettuale delle acque sotterranee preliminarmente definito.

Con la DGR n.1786 del 1° ottobre 2013, in attuazione alla Direttiva 2006/118/CE, è stato approvato il documento “Identificazione e Caratterizzazione dei corpi idrici sotterranei della Puglia ai sensi del D. Lgs. 30/2009”, nel quale sono riportate la cartografia con l'identificazione dei corpi idrici regionali, l'analisi di pressioni ed impatti insistenti su tali corpi idrici, la loro caratterizzazione e la prima classificazione del rischio di non raggiungimento degli obiettivi di qualità fissati al 2015 dalla Direttiva 2000/60/CE. Tale identificazione e caratterizzazione è stata ottenuta sulla base dei monitoraggi pregressi eseguiti in ottemperanza al D.Lgs. 152/1999.

Con riferimento alla tabella 1 dell'allegato 1 al D.Lgs. 30/2009 sono stati identificati per la Puglia i complessi idrogeologici, cui afferiscono i diversi corpi idrici, come riportato nell'Allegato I alla presente relazione.

La rappresentazione dei 29 corpi idrici sotterranei della Puglia è riportata in Figura 6.9. Si precisa che lo schema in figura non rappresenta gli spessori reali dei diversi corpi idrici ma semplicemente la loro posizione verticale relativa, al fine di porre in evidenza eventuali sovrapposizioni.

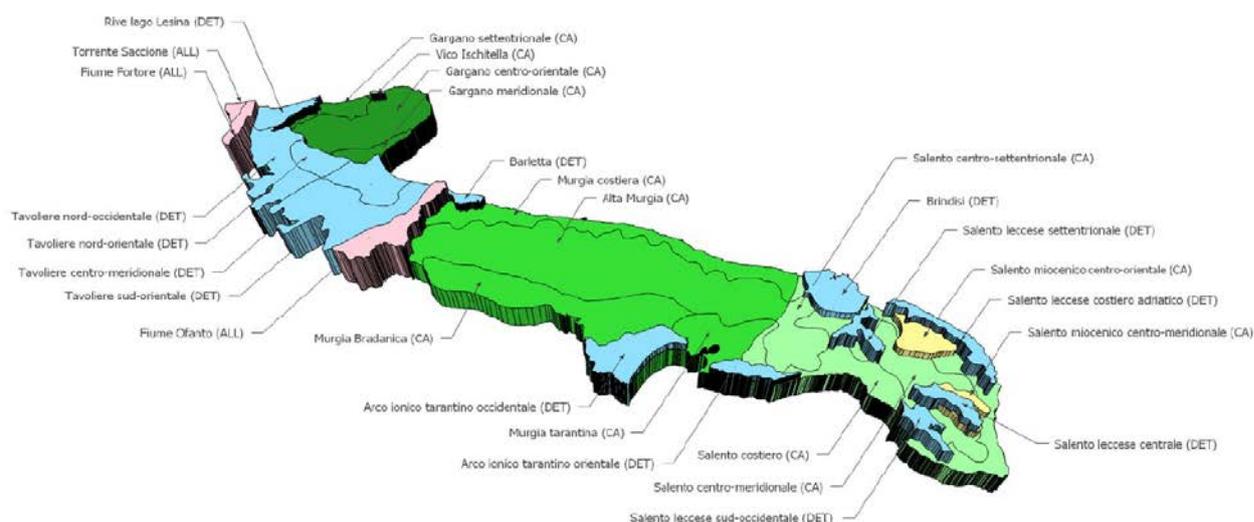


Figura 6.9. Rappresentazione schematica dei Corpi Idrici Sotterranei della Puglia (Fonte: “Identificazione e Caratterizzazione dei corpi idrici sotterranei della Puglia ai sensi del D. Lgs. 30/2009” - approvato con DGR n.1786 del 1 ottobre 2013)

Ai fini dell'attribuzione dello stato chimico complessivo al corpo idrico, è stata considerata la valutazione dello stato chimico triennale in ciascuna delle stazioni ad esso appartenenti, sulla base della percentuale di quelle in stato scarso e buono rispetto a quelle previste nella rete Maggiore approvata con la D.G.R. n.224/2015.

Con riferimento ai corpi idrici, la proposta di classificazione dello stato chimico triennale ha mostrato che il 10,3% è in stato buono, pari a 3 corpi idrici (Falda sospesa di Vico Ischitella, Alta Murgia e Salento leccese centrale) rispetto ai 29 totali, il 79,3% è in stato scarso, mentre il restante 10,3% ricade nella casistica di stato chimico “non determinabile”. A questi ultimi 3 corpi idrici (Salento miocenico centro-orientale,



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@applus.eco; www.applus.eco

Salento miocenico centro-meridionale e Salento leccese costiero Adriatico) non è stato attribuito lo stato chimico in quanto, a causa del basso numero di stazioni monitorate rispetto al totale e dello stato buono di quelle monitorate, il numero di stazioni in stato scarso è inferiore o uguale del 20% e quelle in stato buono è inferiore o uguale dell'80% rispetto al totale.

Dal confronto della proposta per il triennio 2016-2018 con lo stato chimico valutato in precedenza (D.G.R. n.1786/2013), si osserva che 16 corpi idrici confermano lo stato scarso, 2 corpi idrici (Alta Murgia e Salento leccese centrale) confermano lo stato buono. Al contrario, a 2 corpi idrici (Murgia bradanica e Salento centro-meridionale), valutati in stato buono in precedenza, è stato assegnato lo stato scarso. Inoltre, per i 6 corpi idrici istituiti ex novo e privi di dati storici, ai quali era stato assegnato lo stato chimico "non determinato", in base alle valutazioni effettuate per il triennio 2016-2018, risulta lo stato scarso per 5 corpi idrici (Barletta, Arco Ionico-tarantino orientale, Piana brindisina, Salento leccese settentrionale e Salento leccese sud-occidentale) e buono per 1 (Falda sospesa di Vico Ischitella).

Di seguito viene rappresentato su mappa lo stato chimico triennale puntuale delle singole stazioni per l'intero territorio regionale, dove sono indicate in verde le stazioni aventi stato chimico buono e in rosso le stazioni in cui lo stato è scarso. È opportuno precisare che il monitoraggio nel triennio 2016-2018 e le conseguenti valutazioni dello stato chimico a livello di corpo idrico sono state condotte con riferimento alla rete Maggiore approvata con D.G.R. n.224/2015. Tuttavia, nella rappresentazione della rete chimica in figura 4, si è tenuto conto dell'aggiornamento della rete approvato con D.G.R. n.2417/2019, indicando in nero le stazioni non monitorate.

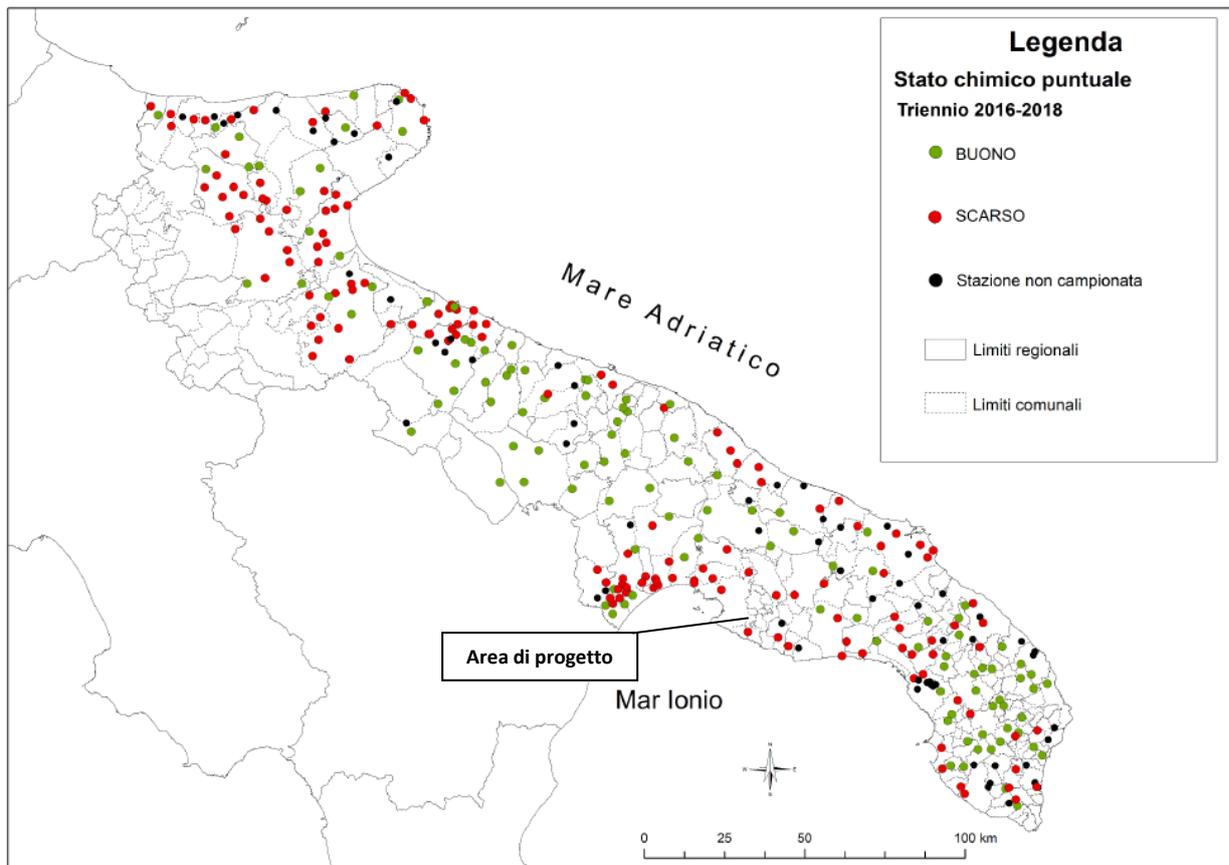


Figura 6.10. Stato chimico puntuale per i Corpi Idrici Sotterranei nell'intero territorio regionale – Triennio 2016-2018 (Fonte: ARPA Puglia)

## 6.4 SUOLO E SOTTOSUOLO

Le informazioni riportate nel presente paragrafo sono state reperite nei documenti del P.A.T.I. del Monselicense. Per maggiori dettagli tecnici, si rimanda alla “*RELAZIONE GEOLOGICA E GEOTECNICA*” (cfr. elaborato “Alta Capital GEOdr001 Rel Geol+Geot 00”) allegata all’istanza.

### 6.4.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Da un punto di vista geologico l’area oggetto d’indagine è inquadrata entro il Foglio 202 “Taranto” della Carta Geologica d’Italia a scala 1:100.000, nella sua parte sud-orientale. L’area appartiene al dominio tettonico della “piattaforma apula”, ritenuta un promontorio della placca africana o una placca a sè stante a seconda delle diverse interpretazioni; si tratta di un dominio di avampaese, che limita verso Ovest la struttura tettonica della Fossa Bradanica e che presenta costituzione quasi esclusivamente carbonatica.

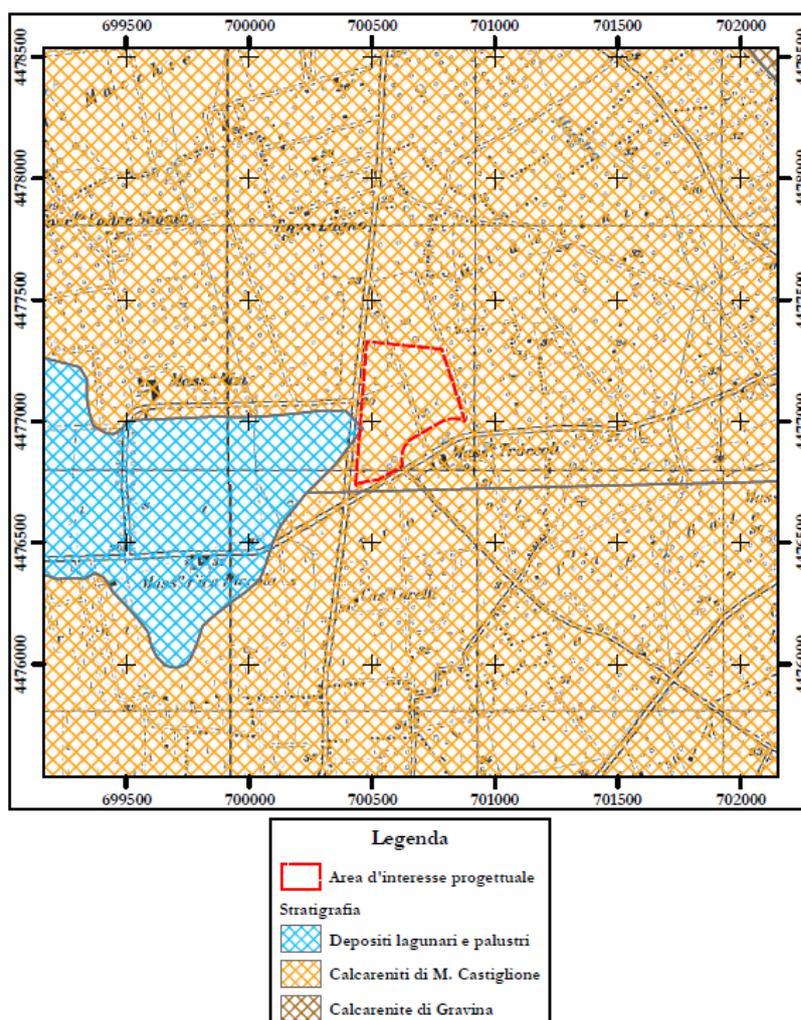


Figura 6.11. Stralcio del Foglio “Taranto” della Carta Geologica d’Italia, con indicazione dell’area in studio (Fonte: “Relazione geologica e geotecnica”)

L’area compresa entro il foglio Taranto e posta tra le propaggini più meridionali delle Murge ed il Mare Ionio; le sue caratteristiche generali si inquadrano perfettamente nel panorama geologico pugliese, che costituisce un’unità tettonica di avampaese, denomina piattaforma apula, caratterizzata da una successione calcarea mesozoica, spesso alcune migliaia di metri e piuttosto monotona, che si estende verso occidente a costituire il substrato della Avanfossa Bradanica. Le caratteristiche geologiche più salienti sono messe in risalto dalla morfologia che appare, in genere, più articolata in corrispondenza degli affioramenti calcarei, noti in letteratura geologica con il nome di “Gruppo del Calcari delle Murge”. Tale successione affiora estesamente nell’altopiano murgiano, con locali coperture di placche trasgressive di età pleistocenica. Le aree pianeggianti sono occupate non solamente da depositi continentali superficiali, ma anche da sedimenti marini, in prevalenza calcarenitici ed argillosi. La struttura è caratterizzata a livello regionale dalla presenza di pieghe blande e simmetriche, generalmente vergenti verso N-E; le faglie sono tutte di tipo distensivo, con piano molto inclinato, talora prossimo alla verticale; alcune di queste faglie delimitano blocchi calcarei aventi giacitura monoclinale, che, pertanto, assumono i caratteri peculiari di horsts (ad esempio lo horst sul quale si erge l’abitato di Faggiano, poco a Est dell’area d’interesse).

Nelle immediate vicinanze dell'area oggetto del presente studio affiorano diverse formazioni, rappresentate, dal basso verso l'alto della successione stratigrafica, dalla Calcarenite di Gravina, dalle Calcareniti di M. Castiglione e dai Depositi lagunari e palustri. In particolare, l'area in studio si pone in corrispondenza di affioramenti ascrivibili alle Calcareniti di M. Castiglione, sebbene a qualche metro di profondità vi siano litotipi argillosi ascrivibili alle Argille del Bradano, non presenti localmente in affioramento (Figura 6.11).

Le Calcareniti di M. Castiglione sono costituite generalmente da calcareniti grossolane, compatte o friabili, che rappresentano la chiusura del ciclo sedimentario iniziato con le Calcareniti di Gravina; entro la zona d'interesse e nelle sue vicinanze mostrano un colore grigio-giallastro chiaro con stratificazione ben evidente (caratteristiche desunte dai ciottoli e dai blocchi visibili entro il suolo agrario della zona in studio); tali depositi sono tipicamente terrazzati e localmente è possibile distinguere fino a undici ordini di terrazzi. Nella Figura 6.12 è riportata una sezione geologica schematica che riassume la situazione litostratigrafica locale, ricostruita sulla scorta dei dati rivenienti dai saggi e dalle indagini dirette ed indirette eseguiti.

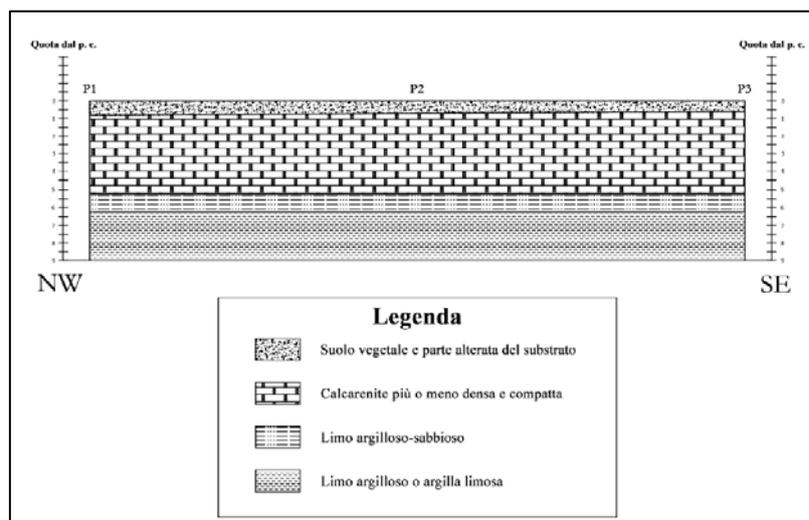


Figura 6.12. Sezione geologica schematica in corrispondenza dell'area d'interesse (Fonte: "Relazione geologica e geotecnica")

#### 6.4.2 INQUADRAMENTO IDROLOGICO ED IDROGEOLOGICO LOCALE

Nei dintorni dell'area in studio la cartografia ufficiale prodotta dall'I.G.M. riporta diversi corsi d'acqua di secondaria importanza. Inoltre, prendendo a riferimento quanto riportato nella Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia, redatta e messa a disposizione dall'Autorità di Bacino della Puglia (A. d. B.), è evidente come nei pressi della zona in studio siano stati individuati dei corsi d'acqua episodici che, nella totalità dei casi, coincidono con quelli riportati sulla cartografia I. G. M. (Figura 6.12).

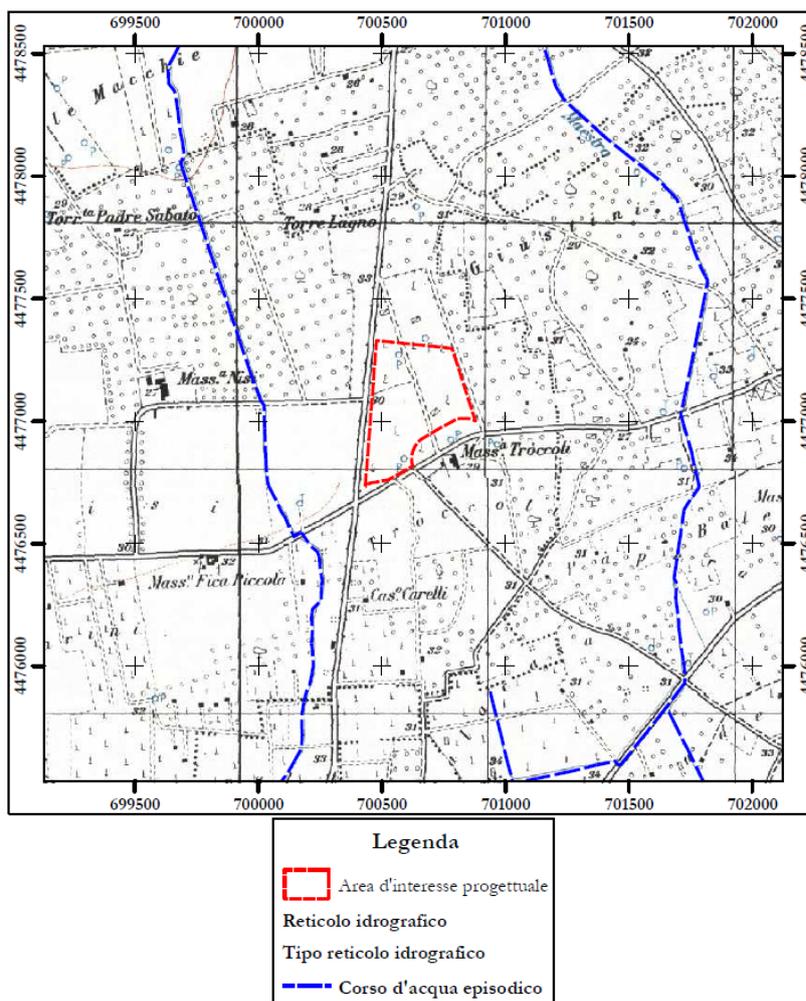


Figura 6.13. Stralcio cartografico con indicazione dei reticoli idrografici presenti nelle vicinanze dell'area in studio (Fonte Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia)

Tali corsi d'acqua di secondaria importanza si presentano sostanzialmente privi di acque correnti per periodi di tempo molto lunghi; il loro alveo, almeno in prossimità della zona in studio e appena accennato, presentando sezioni trasversali a "U" molto ampia e poco profonda; in senso longitudinale le pendenze degli alvei sono quasi per nulla percepibili visivamente e gli stessi alvei presentano frequenti contropendenze. In ogni caso la disamina dei dati acquisiti sul campo non ha evidenziato tracce di scorrimento recente delle acque di precipitazione meteorica in superficie.

Da un punto di vista idrogeologico i litotipi presenti in zona mostrano caratteristiche sostanzialmente differenti. Infatti, le Calcareniti di M. Castiglione, sebbene porose, sono sostanzialmente sterili: le acque meteoriche incontrando le Argille del Bradano sottostanti, praticamente impermeabili, tendono ad accumularsi, ma a causa dell'esiguo spessore e della elevata permeabilità che caratterizza le calcareniti la falda idrica di tipo freatico che si crea in occasione di eventi meteorici di una certa importanza tende ad assumere un carattere effimero dato il ritorno rapido dell'acqua in atmosfera per evapotraspirazione. Entro tali litologie l'indagine geofisica a carattere elettrico eseguita non ha rilevato alcuna falda acquifera a conferma delle considerazioni appena fatte. L'unica falda idrica di una certa importanza è quella contenuta in seno alla litologia calcarea afferente al Calcarea di Altamura, interessato da strutture

disgiuntive, rappresentate da faglie e fratture, di importanza differente, variabile tuttavia da luogo a luogo; su tali strutture ha, inoltre, agito il fenomeno carsico e, dunque, la circolazione idrica sotterranea risulta condizionata in modo predominante, sia in senso orizzontale che verticale, dal fenomeno di dissoluzione dei calcari.

Nella successione stratigrafica del Calcarea di Altamura si rinvencono strati e banchi di calcari detritici ed organogeni, nel complesso molto permeabili; sono presenti, inoltre calcari "laminati" e calcari con frammenti di macrofossili che, al contrario, sono poco permeabili in virtù della loro natura litologica e di un processo chimico di dolomitizzazione che ne ha provocato una ricristallizzazione secondaria con conseguente diminuzione della fessurazione, e della conseguente porosità secondaria, esistente in precedenza. Nel complesso, dunque, la permeabilità risulta essere alquanto variabile assumendo valori compresi, mediamente tra  $10^{-3}$  e  $10^{-5}$  m/s, con valori più elevati anche di qualche ordine di grandezza per effetto della "carie" del calcare cagionato dal fenomeno carsico.

La quantità d'acqua nel sottosuolo carbonatico aumenta, di solito, al crescere della profondità, a causa di una spiccata vascolarizzazione carsica; per poter sfruttare a pieno questa riserva idrica è necessario scendere molto in profondità nel sottosuolo, intercettando il maggior numero possibile di fratture beanti, con conseguenti alti costi realizzativi delle opere di captazione. All'interno della formazione carbonatica la falda idrica, una volta raggiunta dalle opere di captazione, si livella, solitamente, a non meno di 20 - 25 m dal piano campagna, come desunto dalle stratigrafie di alcuni pozzi per acqua presenti nelle vicinanze. La disamina dei dati rivenienti dall'analisi della Tavola 6.2 "Distribuzione media dei carichi piezometrici degli acquiferi carsici della Murgia e del Salento" del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia, conferma, in modo sostanziale, i dati di soggiacenza della falda idrica appena indicati; infatti al di sotto della zona d'interesse progettuale la falda idrica presente in seno alla litologia calcarea si porrebbe tra i 5 ed i 6 m al di sopra del l. m. m., dunque a circa 24 - 25 m dal p. c. (Figura 6.13).



A valle del sistema altopiano-Gravine si estende la Piana (in cui ricade l'ambito di progetto) che degrada sino alla costa sino a comprendere la città di Taranto. Si tratta di un ambiente del tutto diverso sia nella natura geomorfologica che di uso del suolo. Si tratta di suoli profondi che per la loro natura sono stati sottoposti ad un'intensa attività di messa a coltura, anche intensiva, agrumeti e più di recente tendoni di uva da tavole con copertura plastificata. La piana è solcata da piccoli corsi d'acqua superficiali che sfociano nel mar Ionio, Tara, Lenne.

Sulla costa, a ovest della città di Taranto, si sviluppa uno dei più importanti sistemi di formazioni a Pino d'Aleppo (*Pinus halepensis*) su duna d'Italia e una estesa costa sabbiosa. Mentre sul versante ad est della città si incontrano alcuni rilievi calcarei e coste rocciose alternate a baie sabbiose.

L'insieme dei due sistemi, l'altopiano e il sistema dei canyon, determina le condizioni per l'insediamento di un ecosistema di elevato valore naturalistico e paesaggistico. Specifiche condizioni biogeografiche e climatiche rendono quest'ambito sotto l'aspetto vegetazionale del tutto distinto e caratteristico dal resto della Regione.

Le formazioni forestali assumono particolare rilevanza ecologica e paesaggistica, con estensione di circa 16.500 ha. Questa è, infatti, l'unica area di Puglia occidentale dove vegeta una quercia a distribuzione balcanica orientale il Fragno (*Quercus trojana*). Si tratta di un albero alto fino a 15 metri, con chioma arrotondata ed espansa, che forma boschi puri o in associazione con la roverella e il leccio. Le foglie sono alterne, coriacee, regolarmente seghettate per 7-14 paia di denti. Le ghiande presentano una caratteristica cupola che copre per oltre la metà il frutto. La caratteristica di mantenere le foglie secche sulla pianta per poi cambiarle in primavera, caratterizza questa specie ed il paesaggio invernale dell'ambito.

Solo in questo ambito il Fragno forma boschi puri e comunque si presenta quasi sempre come specie dominante rispetto ad altre, Leccio (*Quercus ilex*), Roverella (*Quercus*) formando boschi stimati in circa 11.000 ha. Tali formazioni sono riconosciute, ai sensi della Direttiva 92/43, come habitat d'interesse comunitario dei "Querceti a *Quercus trojana*" cod. 9250.

Altra specie arborea che qui vegeta con formazioni boschive di grande rilevanza è il Pino d'Aleppo (*Pinus halepensis*). Queste formazioni, tra le poche autoctone presenti in Italia, vegetano in due fasce territoriali caratterizzate da aridità pedologica in quanto i substrati su cui vegetano sono o di natura rocciosa o sabbiosa; in questi contesti la specie forma popolamenti puri con fitto sottobosco a macchia mediterranea. La prima fascia è ubicata nella parte inferiore dell'altopiano compresa tra i 300-200 mslm, dove la specie vegeta su substrato roccioso sino a colonizzare in alcuni casi completamente le pareti a picco delle Gravine con effetti di grande impatto paesaggistico; la seconda fascia vegeta sui sistemi dunali prossimi al mare dove forma pinete pure quasi senza soluzione di continuità lungo tutta la costa fino ad alcune centinaia di metri all'interno.

La presenza delle Gravine, canyon che per la loro natura geomorfologica hanno conservato una elevata naturalità, e dell'altopiano ricco di pascoli e boschi consente la presenza di una fauna di grande rilevanza con presenza di molte specie rare quali, Lanario (*Falco biarmicus*), Capovaccaio (*Neophron percnopterus*), Grillaio (*Falco naumanni*), Gufo reale (*Bubo bubo*).

Tra le altre specie di avifauna di rilevante interesse si segnala, Biancone (*Circaetus gallicus*), Nibbio reale (*Milvus milvus*), Nibbio bruno (*Milvus migrans*), Occhione (*Burhinus oedicnemus*), Calandra (*Melanocorypha calandra*), Calandrella (*Calandrella brachydactyla*), Passero solitario, Monachella (*Oenanthe hispanica*), Tottavilla (*Lullula arborea*), Averla capirossa (*Lanius senator*), Averla cinerina (*Lanius minor*), tra anfibi e rettili, Tritone Italico (*Triturus italicus*), Tritone crestato (*Triturus carnifex*), Colubro leopradino (*Elaphe situla*), Geco di Kotschy (*Cyrtopodion kotschy*), Ululone appenninico (*Bombina pachypus*), Raganella italiana (*Hyla intermedia*). Nell'area sono note anche importanti popolazioni di Chirotteri, Vespertilio maggiore (*Myotis myotis*), Nottola (*Nyctalus noctula*), Ferro di cavallo euriale (*Rhinolophus euryale*), Ferro di cavallo maggiore (*Rhinolophus ferrumequinum*), Ferro di cavallo euriale (*Rhinolophus euryale*).

Del tutto diversa è la situazione territoriale relativa alla città di Taranto e ai suoi seni marini e al versante est caratterizzato da una dorsale di rilievi calcarei. Questa dorsale è formata da una serie di rilievi quali quelli della Località Serro, Serra Monserrato, Belvedere sulle cui pendici si attestano i centri di San Giorgio Ionico, Roccaforzata, Faggiano e San Crispieri. Sulle pendici e sulle parti sommitali di questi rilievi si ritrovano interessanti lembi di pascoli rocciosi significativi in quanto isolati rispetto ai nuclei principali della parte alta dell'altopiano. Nei pressi della città di Taranto si evidenzia la presenza di piccole zone umide in particolare la Riserva Naturale Orientata Regionale "Palude La Vela" L.R. n. 11/06 e l'area di Salina Grande.

L'insieme di questi valori ha determinato l'istituzione di numerose forme di tutela relative alla conservazione della biodiversità, in particolare Riserva Biogenetica dello Stato "Murge Orientali", Riserva Biogenetica dello Stato "Stornara", il parco Naturale regionale "Terra delle Gravine", la Riserva Naturale Orientata Regionale "Bosco delle Pianelle", la Riserva Naturale Orientata Regionale "Palude La Vela", il SIC "Murgia di Sud – Est" cod. IT9130005, il SIC "Pineta dell'arco ionico" cod. IT9130006, il SIC "Area delle Gravine" cod. IT9130007, il SIC "Mar Piccolo" cod. IT9130004, il SIC "Masseria Torre Bianca" cod. IT9130002, la ZPS "Area delle Gravine" cod. IT9130007.

Si riportano, di seguito, i principali estratti cartografici del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (P.P.T.R.) relativi agli aspetti vegetazionali e faunistici dell'area di progetto, da cui emerge che il sito di localizzazione del futuro impianto non è contraddistinto da elementi naturalistici di pregio né da ricchezza di specie faunistiche. La valenza ecologica risulta bassa o nulla avendo la matrice agricola pochi e limitati elementi residui di naturalità con una scarsa presenza boschi, siepi, muretti e filari e scarsa contiguità a ecotoni e biotopi.

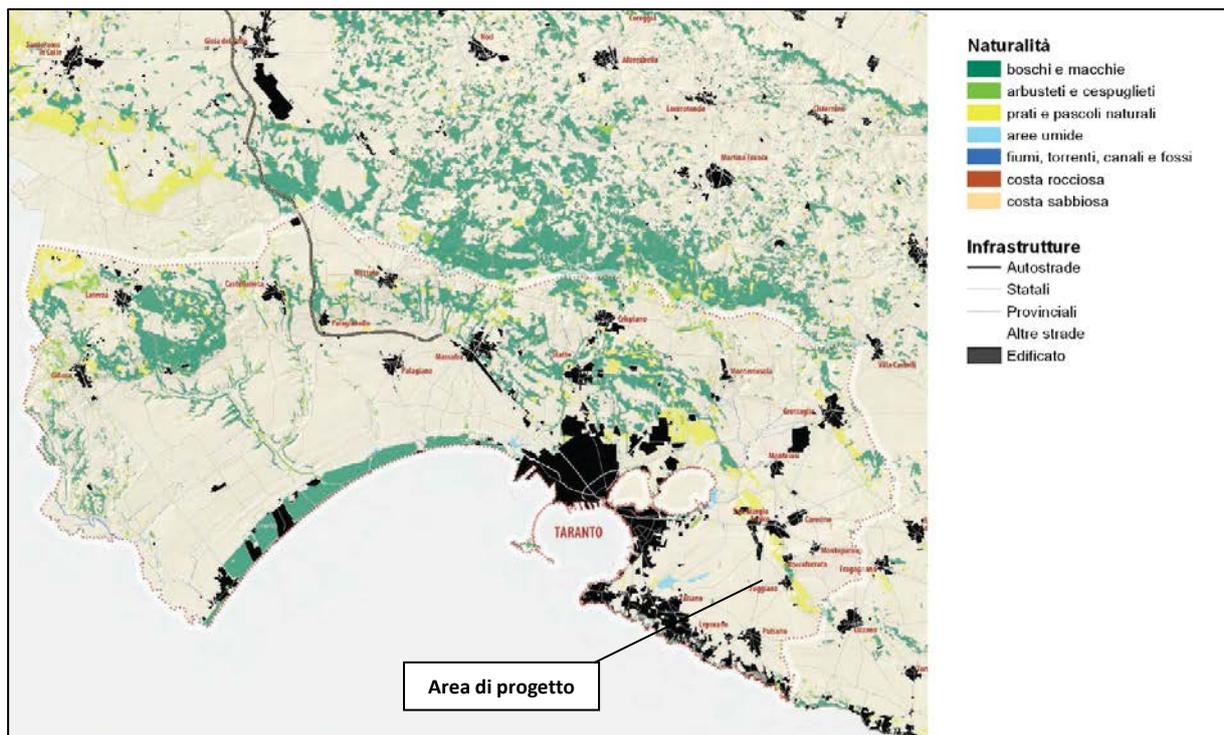


Figura 6.15 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.1 "NATURALITÀ" del P.P.T.R.

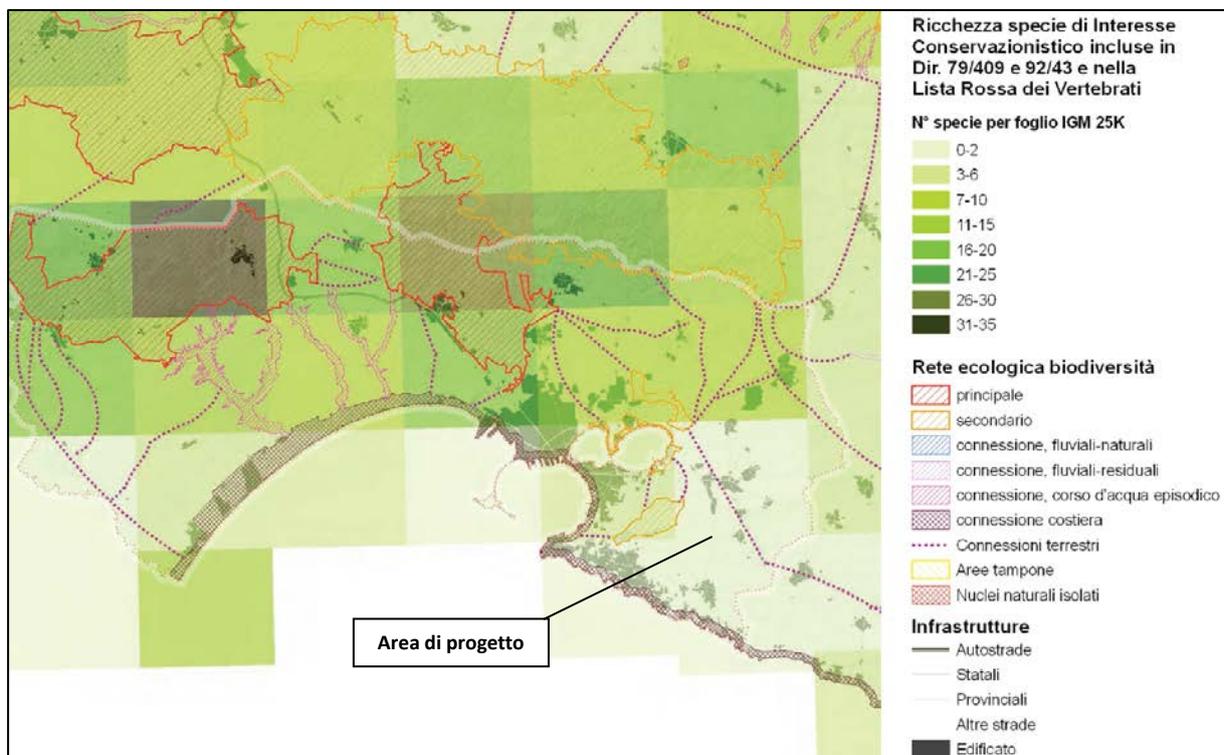


Figura 6.16 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.2 "RICCHEZZA SPECIE DI FAUNA" del P.P.T.R.

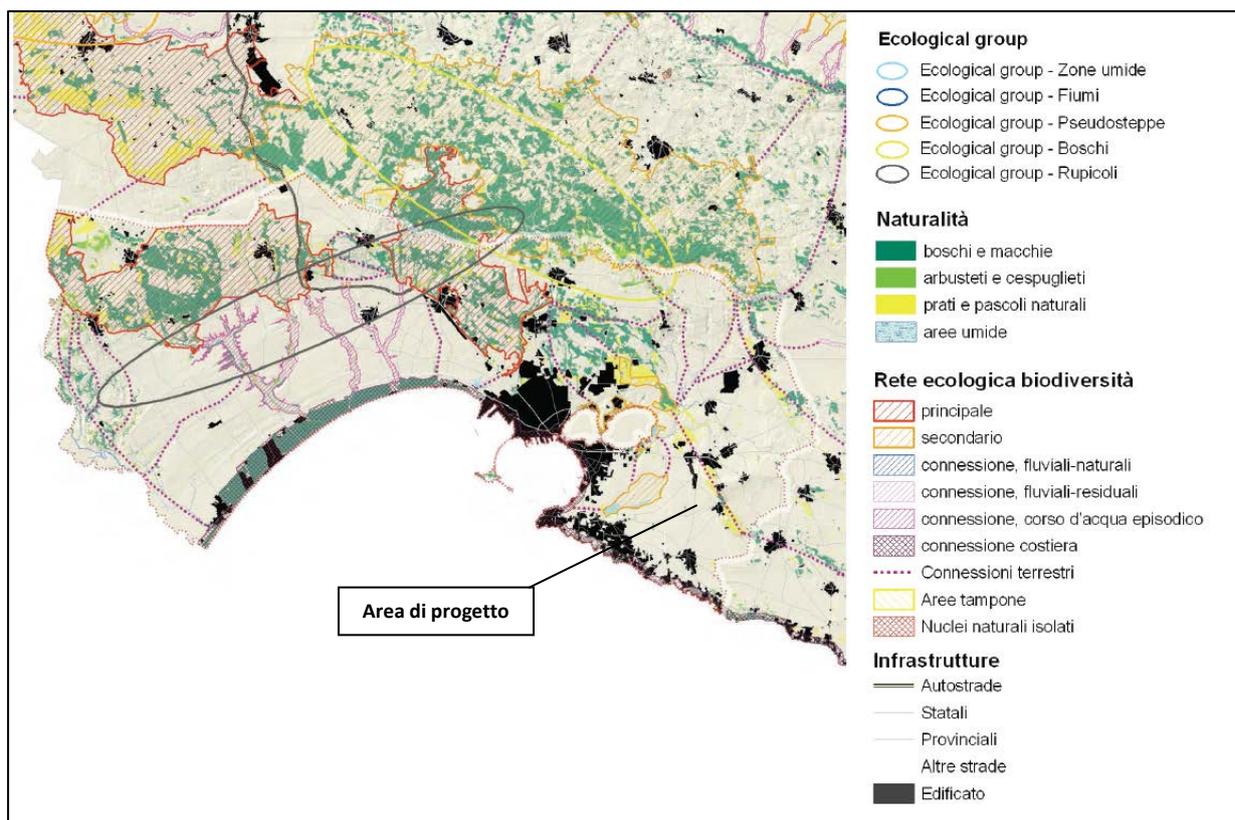


Figura 6.17 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.3 "ECOLOGICAL GROUP" del P.P.T.R.

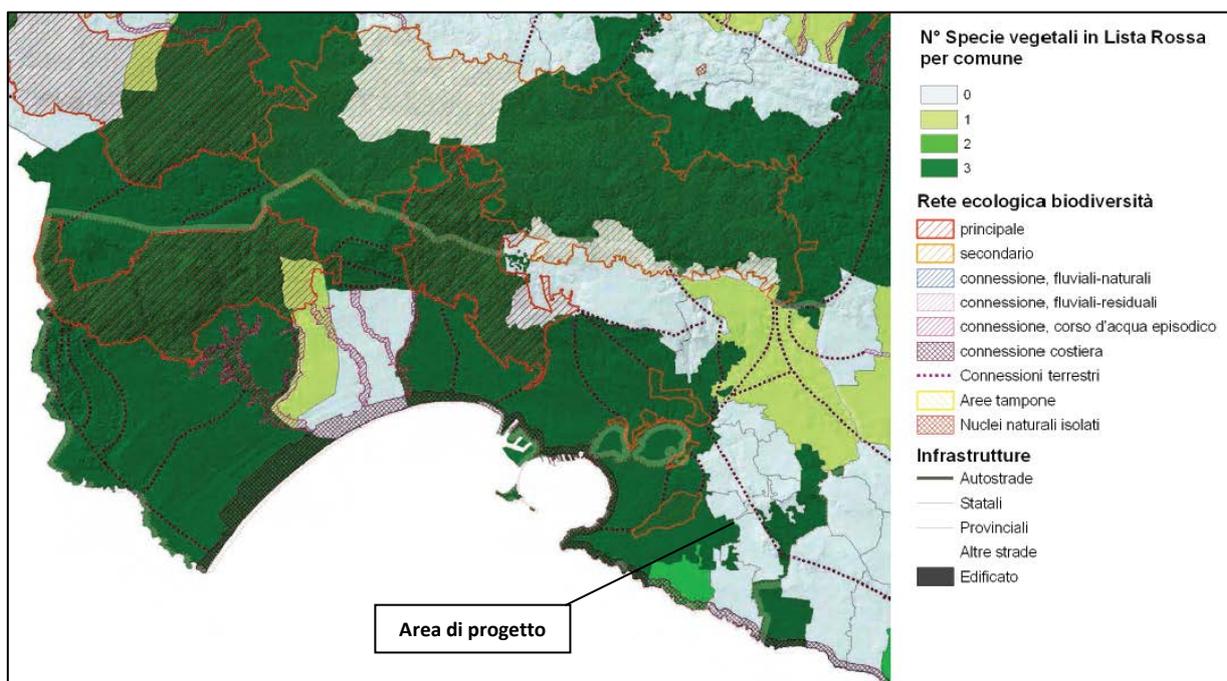


Figura 6.18 Estratto dell'Elaborato 3.2.2.4 "LA RETE DELLA BIODIVERSITÀ" del P.P.T.R.

## 6.6 PAESAGGIO

Il termine “paesaggio” è stato utilizzato in passato per definire l’ambiente percepito dall’uomo.

Recentemente ha acquisito significati integrativi che ne hanno messo in risalto caratteristiche nuove e, soprattutto, una complessità precedentemente ignorata.

Grazie all’utilizzo di nuove tecnologie (GIS, foto aeree, ecc.) e agli importanti contributi da parte di discipline diverse (dalla fitogeografia alla biogeografia, dalla zoologia all’agronomia, dalla pedologia alla geomorfologia), il tradizionale concetto di paesaggio, legato agli aspetti estetico-culturali, è oggi integrato e valutato con nuovi approcci di carattere più marcatamente scientifico. Nella valutazione degli aspetti paesaggistici di un progetto è quindi necessario analizzare tutta una serie di caratteristiche territoriali che solo se considerate insieme possono fornire le basi per una corretta interpretazione.

L’area in esame rientra nell’ambito “Arco Ionico Tarantino”, che è caratterizzato dalla particolare conformazione orografica dell’arco ionico tarantino, ossia quella successione di gradini e terrazzi con cui l’altopiano murgiano degrada verso il mare disegnando una specie di anfiteatro naturale. Sul fronte settentrionale, la presenza di questo elemento morfologico fortemente caratterizzante dal punto di vista paesaggistico ha condizionato la delimitazione con l’ambito della Murgia dei trulli, imponendosi come prioritario anche rispetto alle divisioni amministrative. Per quanto riguarda gli altri fronti il perimetro si è attestato principalmente: sui confini regionali ad ovest, sulla linea di costa a sud e sui confini comunali ad est, escludendo i territori che si sviluppano sulle Murge tarantine, più appartenenti, da un punto di vista paesaggistico, all’ambito del Tavoliere salentino.

L’Arco Ionico tarantino si estende dalla Murgia al Salento, lungo la fascia costiera del mar Ionico (cfr. Figura 6.19).

Questo ambito si può distinguere da nord a sud in tre zone direttamente connesse alla costituzione geologica: a) zona murgiana; b) piana tarantina (in cui ricade l’area di progetto); c) zona costiera.

L’ambito presenta: un litorale che, in tutta la sua lunghezza, si articola in singolari mutazioni di passaggio, dalle spiagge di sabbia alle coste rocciose; una pianura caratterizzata dalla presenza di coltivazioni di olivi, viti e agrumi, testimonianza dell’instancabile opera dell’uomo; un sistema collinare non molto elevato punteggiato di antichi insediamenti rupestri e caratterizzato dalla presenza di boschi che si concentrano soprattutto nella zona nord occidentale, al di sopra dei 300 metri, tra i Comuni di Laterza, Castellaneta, Mottola, Massafra e Martina Franca.

La struttura insediativa ha chiaramente delineato una stratificazione a fasce parallele alla costa. Nella prima sono presenti numerosi insediamenti (Marina di Ginosa, Riva dei Tessali, Castellaneta Marina, Chiatona, Lido Azzurro), nati nell’immediato dopoguerra a seguito di interventi di bonifica e sviluppatisi nel corso degli anni soprattutto a causa del forte incremento dell’attività turistica. Alle spalle della fascia costiera si individua un sistema insediativo rurale caratterizzato dalla presenza di numerose masserie, in special modo nell’agro di Crispiano, e da un sistema di case sparse, spesso derivanti dalla progressiva edificazione in aree agricole quotizzate, storiche o recenti, inserite in un paesaggio in cui dominano coltivazioni a seminativo o arboree. I centri

urbani più grandi si collocano prevalentemente al di sopra dei 100 metri e si attestano sul ciglio delle gravine.

Il sistema viario storico si è sviluppato a partire dalla grande arteria romana della via Appia, tuttora riconoscibile e in parte utilizzata come grande viabilità, e dal sistema tratturale, che ha innervato lo spazio rurale.

L'arco ionico tarantino è caratterizzato dalla successione di terrazzi pianeggianti che degradano verso il mare con andamento parallelo alla costa, solcato da sistema a pettine di gravine che dalle ultime propaggini delle murge discendono verso il mare, oltrepassando un sistema di dune costiere rivestite di macchia mediterranea e pinete.

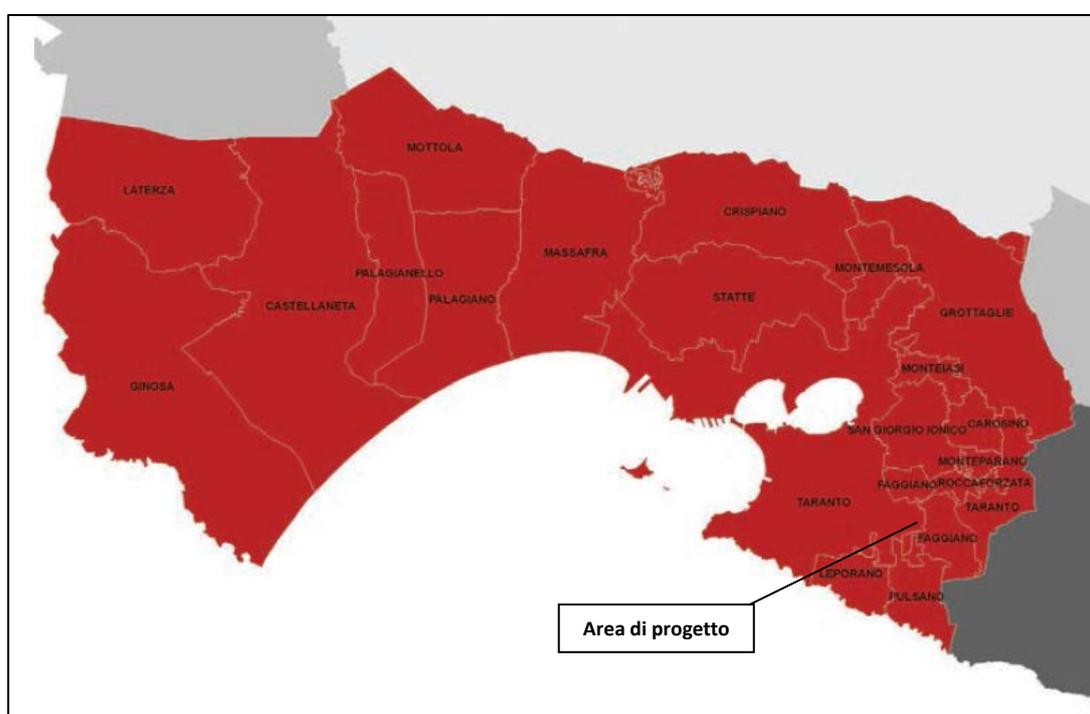


Figura 6.19 Comuni rientranti nell'ambito di paesaggio "Arco Ionico Tarantino"

### 6.6.1 IL PAESAGGIO URBANO

L'ambito Arco ionico tarantino si compone di due differenti figure insediative: ad ovest il territorio delle gravine con una forte relazione tra il tessuto edificato storico ed i solchi erosivi che giungono a mare attraversando la piana, ad est Taranto ed il suo hinterland caratterizzato da un sistema radiale che si apre a ventaglio sulla costa jonica.

Il Mar Piccolo ed il Mar Grande dividono il capoluogo in due parti funzionalmente distinte: da un lato la grande area produttiva dell'ex ILVA che si espande tentacolarmente verso Massafra e verso Statte-Crispiano, dall'altro la città storica consolidata con le sue marine che inglobano i centri minori di Talsano, Leporano, Pulsano. La "fabbrica" ad Ovest e la "residenza" ad Est impongono sul territorio alti livelli di criticità che investono l'intero ambito.

L'insediamento dell'ex ILVA segna un orizzonte temporale per Taranto che vede il passaggio da un territorio con forte struttura agraria, caratterizzato dalla presenza di masserie e da un sistema di pascoli

fortemente legato ai caratteri naturali, ad un sistema industriale ad alto impatto ambientale, in cui le permanenze storico architettoniche sono spesso abbandonate o divengono residuali ed inglobate in una “rossa città fabbrica”.

Dall'altra parte la città antica e quella moderna si caratterizzano per un intenso rapporto con “i mari”. L'isola di borgo Antico, vero e proprio spartiacque tra i mari, la città a maglia regolare e le nuove periferie spesso marginali con bassi livelli prestazionali, si connettono a tasselli con aree produttive e con un *continuum* residenziale di tipo turistico che ingloba al suo interno significativi luoghi di naturalità: aree umide, tratti di costa, reti di canali.

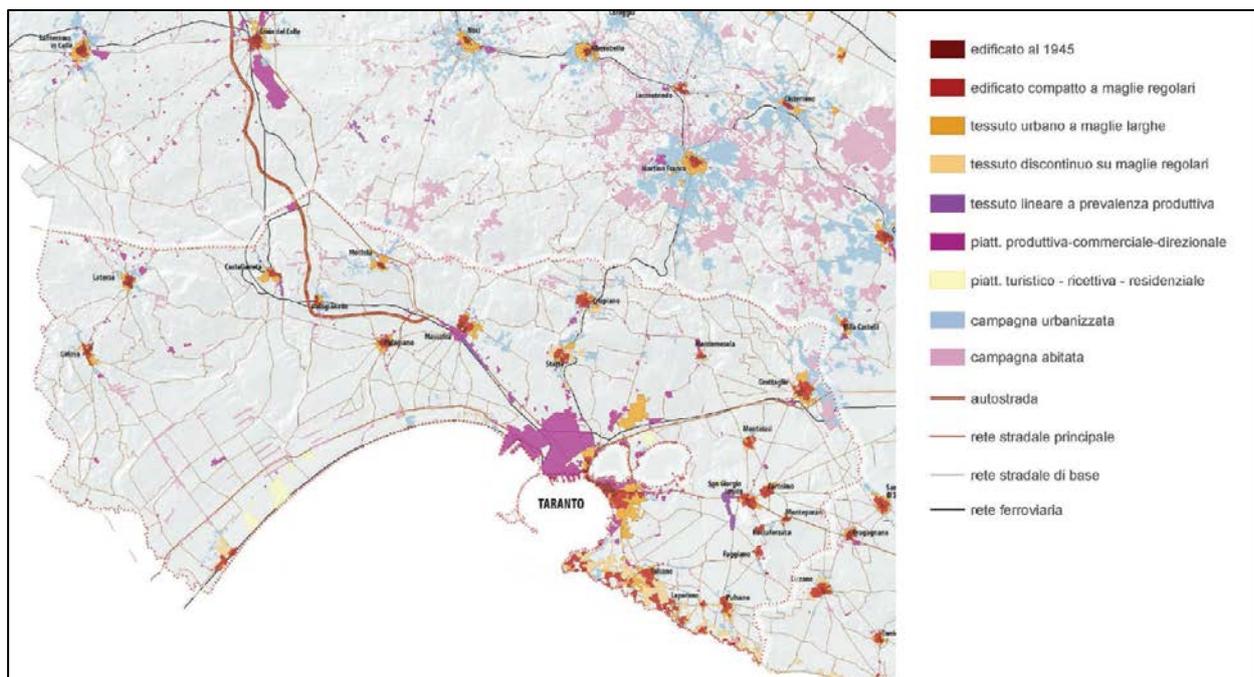


Figura 6.20 Estratto dell'Elaborato 3.2.8 “LE MORFOTIPOLOGIE URBANE” del P.P.T.R.

### 6.6.2 IL PAESAGGIO COSTIERO

Il paesaggio costiero di Taranto si sviluppa da Lido Checca (al confine tra l'enclave di Taranto e Pulsano) a Lido Azzurro (al confine tra Taranto e Massafra) e ricade nel territorio dei comuni di Pulsano, Leporano e Taranto, includendo anche parte di Statte. Il tratto costiero della periferia costiera sudorientale tarantina si presenta basso, prevalentemente roccioso e frastagliato, a profilo sub-orizzontale e con piccole insenature variamente profonde che proteggono spiagge sabbiose. La città si sviluppa lungo un tratto di costa che presenta i caratteri di una falesia molto antropizzata, intorno alla quale si elevano concentricamente i versanti terrazzati delle Murge, documento delle oscillazioni del livello del mare verificatesi nel corso delle ere geologiche.

Tratti sabbiosi sono presenti solo localmente intorno al Mar Grande e al Mar Piccolo, le due grandi baie intorno a cui si sviluppa la città. I due imponenti bacini, frutto di abbassamenti della costa che hanno consentito la penetrazione delle acque di mare, sono separati tra loro da due penisole, collegate all'isola della città vecchia dal Ponte di Porta Napoli e dal Ponte Girevole. L'isola era in realtà una penisola e fu separata artificialmente dalla terraferma nel 1481 attraverso la costruzione di un canale navigabile. Il Mar

Piccolo rappresenta a tutti gli effetti un mare interno caratterizzato da due seni, idealmente divisi da un terzo ponte che congiunge Punta Penna e Punta Pizzone. Il Mar Grande, chiamato localmente “rada” per la sosta delle navi in attesa, è schermato dal Mar Ionio da Capo San Vito e dalle Isole Cheradi (San Pietro e San Paolo), appartenenti al demanio militare. In rada, esisteva un tempo anche l’isoletta di San Nicolicchio, oggi completamente trasformata in un molo di cemento. I venti e le maree, insieme a numerose sorgenti sottomarine, condizionano l’andamento delle correnti di tipo superficiale e di tipo profondo dei due mari. Le acque di falda presenti nel sottosuolo carsico vengono alla luce in numerosi punti prossimi al litorale, dando origine a brevi ma copiosi corsi d’acqua come il Tara e il Galese, oppure a risorgive sottomarine denominate localmente “citri”, che donano alle acque del mare una condizione idrobiologica ideale per la coltivazione dei mitili.

Si vuole che il termine “citro” derivi dal greco kutros (pentola), in riferimento al fatto che l’acqua sorgiva, salendo a pressione dalla bocca che si apre sul fondo marino, ribolle in superficie. Un’ampia fascia costiera circostante i due mari era un tempo caratterizzata da una sequenza continua di stagni e bacini salmastri, nel tempo sottoposti progressivamente a bonifica per incrementare le superfici a disposizione dell’agricoltura. La Salina Grande fu nota già ai romani per la qualità del sale che vi si depositava in estate. In età moderna, anche a causa della supremazia delle Saline di Barletta, il sito non fu mai sfruttato intensamente e fu piuttosto oggetto di scambio politico. Attività molto diffusa fu il contrabbando, cui erano dediti soprattutto gli abitanti dei casali circostanti. Tra Settecento e Ottocento, preve operazioni di bonifica su vasta scala, si assistette ad una considerevole diffusione della coltura del cotone (al posto del lino).

Il fenomeno interessò le forre dotate di risorgive perenni presenti lungo il litorale orientale (Saturo, Luogovivo, Saguerra, Credenzano, Tramontone); le terre salmastre che circondavano le Saline (Grande e Piccola, ad est della città) e la palude di San Brunone (ad ovest), in precedenza abbandonate al pascolo brado, oltre che i comuni di Leporano e Pulsano.

Le operazioni di bonifica continuarono nell’800 fra abusi ed inadeguatezze progettuali. Agli inizi del XX secolo, la proprietà di Salina Grande fu acquisita dal conte D’Ayala Valva, che più tardi la diede in concessione all’Opera Nazionale Combattenti. I vari tentativi intrapresi per valorizzare economicamente le terre ricavate dalla bonifica non giunsero mai a pieno compimento, nonostante un impegno pubblico prolungatosi fino agli anni ‘50 del ‘900, quando venne costruita la strada di penetrazione della Salina.

Il litorale dei due mari è solcato dalle foci di alcuni brevi corsi d’acqua, alimentati da un sistema di risorgive carsiche. La leggenda di fondazione della città di Taranto lega la nascita della colonia magno-greca alla presenza delle sorgenti del Tara (da cui deriva il nome stesso della città), testimoniando così la rilevanza che il corso d’acqua ebbe fin dall’antichità.

Si tratta in realtà di un sistema di circa venti sorgenti, in parte drenate da una rete di canali di bonifica che si dirigono verso il corso principale del fiume. Oggi, parte di tali acque è utilizzata sia dal Comprensorio di Bonifica di Stornara e Tara (25.000 ettari circa) per scopi irrigui, sia dallo stabilimento siderurgico ex ILVA per scopi industriali.

A pochi chilometri dal centro di Taranto, percorrendo la strada che tra sterpi e barriere costeggia il Mar Piccolo, si incontra la foce del fosso Galese, alimentato da due sorgenti poste a circa 900 metri dalla foce.

Nonostante il brevissimo corso, il fiumicello raggiunge in certi punti una larghezza di 12-14 metri ed ha una portata di 4.000 litri al secondo. Il canale d'Aiedda (o dei Monaci) drena invece i deflussi dei reticoli che si sviluppano in un'estesa porzione dell'arco ionico-tarantino, facendoli convergere attraverso collettori verso il settore orientale del Mar Piccolo.

Anche il tratto di costa da Marina di Pulsano a S. Vito è segnato dalla foce di diversi canali e lame, tra cui emergono lo Scorzone e il Cupi- Ostone. Taranto vanta una posizione strategica che ne ha decretato l'importanza fin dall'antichità. Nel IV secolo a.C., la città fu porto importante e luogo di sosta delle navi provenienti dall'Oriente. Per secoli, essa fu soprattutto una città d'acqua, con un'economia basata essenzialmente sullo sfruttamento delle risorse naturali offerte dai due mari.

Una delle principali attività dell'industria locale consisteva nella lavorazione del bisso (o lana pinna o lana pesce), che è il ciuffo di filamenti serici con il quale la Pinna Nobilis (una conchiglia bivalva, detta localmente paricedda) è abbarbicata al fondo marino o sabbioso del mare. Tinto con la porpora, questo ciuffo di filamenti semilanoso dava stoffe pregiate. La porpora, estratta dai murici, un'altra specie di conchiglie abbondantemente presenti in loco, fu un altro importante e prezioso prodotto della Taranto antica. Dal periodo bizantino, il regime di proprietà si estese al mare con concessioni ai privati e agli organi religiosi. Pali infissi sul fondo del Mar Piccolo contrassegnavano i limiti di proprietà delle peschiere, regolate da una serie complessa di tempi e modalità di raccolta, tecniche di pesca, regole sulla qualità del pescato. Nel Mar Piccolo si praticava alacrememente la pesca delle ostriche con il ferro (o granfa), la pesca del fuso o la pesca della stordita. Lungo la penisola La Penna, si praticava la pesca con lo sciabichello e quella del concio. Numerosissime le peschiere presenti intorno al mare interno. Nella peschiera Citrullo, vicino al Galese, si praticava anche la pesca delle sardelle con le reti. Numerose anche le attività storicamente connesse al sistema di risorgive presenti lungo le sponde del Mar Piccolo, nei pressi di complessi conventuali.

Sulle rive della sorgente Battendieri un tempo erano "battute" le stoffe tessute all'interno dell'omonimo monastero, recentemente sottoposto ad un intervento di restauro. La stessa sorgente, collegata al mare da un canale di circa 400 m, nel passato era chiusa in un ampio recinto, eretto per rialzare il livello dell'acqua e creare un salto al fine di alimentare un mulino. Sul fronte occidentale del Mar Piccolo, nei pressi del Convento Vecchio dei Riformati, oggi diruto, sgorga ancora la sorgente Riso che un tempo alimentava la palude Cicoria, utilizzata per irrigare i campi circostanti.

Nonostante la densità di attività intorno ai due mari, l'abitato è rimasto per secoli concentrato sull'isola, mentre la costa esterna e interna, seppur intensamente frequentata, era punteggiata da masserie ed edifici sparsi. Intorno ai due mari erano presenti diverse masserie fortificate e torri di difesa (Marangia, Carolina, d'Aiala, Sergio). Orti e frutteti occupavano non solo le aree immediatamente a ridosso della cinta muraria, ma si spingevano fino al litorale tarantino sud-orientale e alle paludi del Tara (i cosiddetti Orti di Basso). Anche il tratto da Capo S. Vito a Marina di Pulsano era scandito da una sequenza di torri costiere (Torre D'Aiala, S. Vito, Montetto, S. Francesco, Pilone, Saturo, Dimitri, Pavone, Scopetta, Castelluccia) che, avvicinandosi alla città, mostrano un passo più ampio di quelle salentine. L'espansione dell'antico nucleo urbano insulare sulla penisola di sud-est inizia nell'Ottocento. In questo periodo, nel Mar Piccolo si

producevano ancora 93 specie di pesci e più di 150 varietà di conchiglie, con una produzione di 800.000 ostriche l'anno.

L'industria del mare iniziò ad entrare in declino con l'Unità d'Italia. Con l'unificazione del mercato nazionale si registrò la sparizione delle piccole industrie della lana pinna, della felpa e delle cotonate, oltre che delle peschiere. In sostituzione di esse, si svilupparono le attività connesse al porto (olio, vino, ostriche) e le piccole industrie di trasformazione del pesce.

In questo stesso periodo fu approvata la costruzione dell'Arsenale Militare e si procedé all'escavazione del canale navigabile (tagliato già nel XV secolo). Nello stesso periodo, si inaugurò il ponte girevole, composto da due bracci ruotanti mossi da turbine idrauliche. La flotta tarantina divenne così importante che nel 1940 l'aviazione inglese la distrusse completamente. Le prime strutture industriali, funzionali all'economia bellica, si svilupparono lungo le coste a nord del Mar Piccolo (Cantieri Tosi, Idroscalo Pizzone, Scuola dell'Aviazione della Marina). Nel dopoguerra iniziarono invece ad imporsi prima le attività metalmeccaniche, poi quelle siderurgiche e cementizie che provocarono l'inurbamento di masse di "metalmezzadri" in città. Oggi Taranto è sede di un grande porto industriale e commerciale e di un arsenale della marina militare italiana, che qui ha la sua seconda base militare per importanza, dopo La Spezia.

La città è anche celebre perché ospita l'ultimo grande polo siderurgico rimasto in Europa, con i suoi carichi inquinanti, oltre che stabilimenti petrolchimici, cementiferi e di cantieristica navale. Dal dopoguerra, l'orlo a mare delle Murge Tarantine, ad est della città, è invece diventato luogo di vacanza dei tarantini, che vi hanno fatto crescere a dismisura marine e lidi, popolati per pochissimi mesi all'anno.

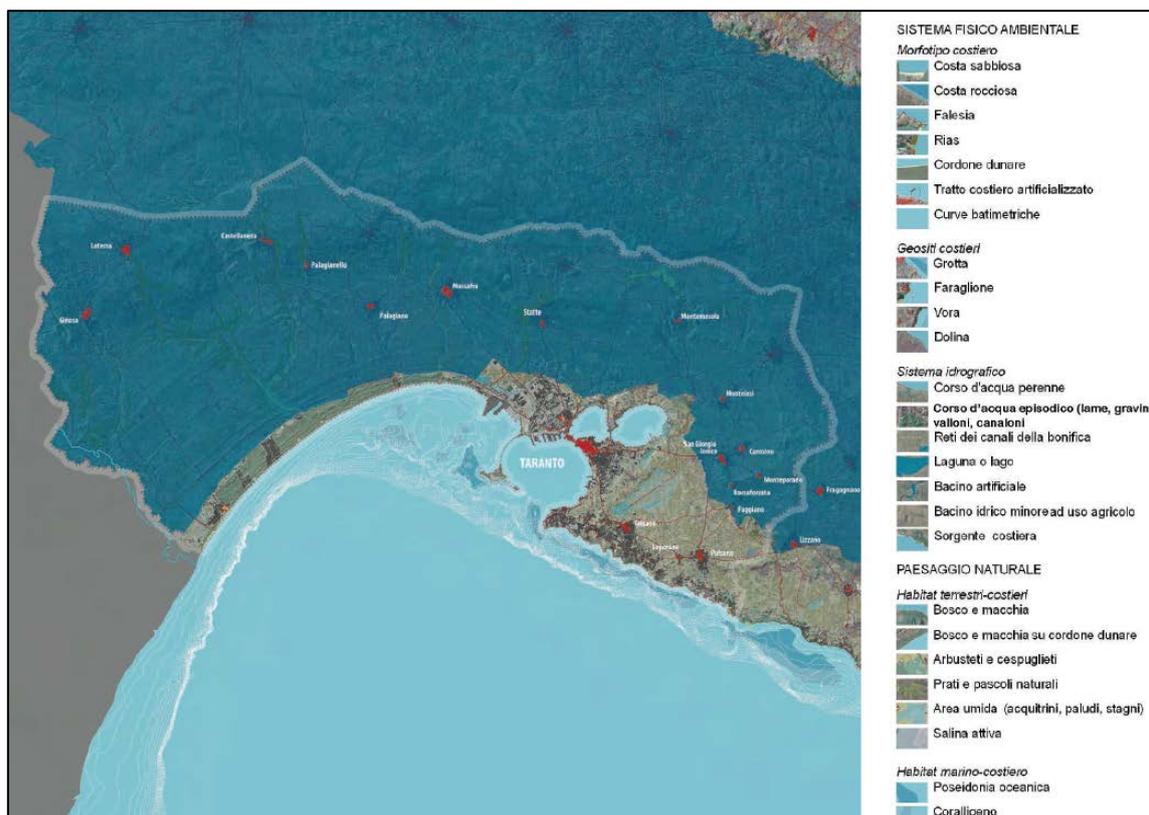


Figura 6.21 Estratto dell'Elaborato 3.2.4.13.1 "I PAESAGGI COSTIERI" del P.P.T.R.

### 6.6.3 IL PAESAGGIO RURALE

La grande varietà geomorfologica dell'ambito si riflette in una complessa articolazione di paesaggi rurali. Un primo paesaggio si può identificare nei rilievi delle propaggini murgiane, ovvero nella parte nord-occidentale dell'ambito che si caratterizza per le forme dei rilievi su cui si presenta un alternarsi di monoculture seminate, caratterizzati da variazioni della trama, che diviene via via più fitta man mano che aumentano le pendenze dei versanti, e da una serie di mosaici agricoli e di mosaici agro-silvo-pastorali in prossimità delle incisioni vallive fluvio-carsiche.

La piana agricola tarantina è invece caratterizzata dalla rete dei canali di bonifica: ad ovest il vigneto a capannone domina il mosaico agricolo, mentre verso il Barento, sul versante orientale, fino a Taranto, prevalgono le coltivazioni ad agrumeto. Questa piana agricola è ritmata da una serie di lame e gravine che si dispongono trasversalmente alla linea di costa.

I paesaggi del mosaico perfluviale del fiume Bradano e del mosaico delle lame (in particolare La Lama e la Lama di Lenne), sono caratterizzati dalla presenza diffusa di elementi di naturalità nelle aree agricole.

Il paesaggio della costa tarantina occidentale si caratterizza per la presenza significativa di pinete e macchia mediterranea che resiste alla pressione turistica insediativa e da un entroterra definito da un mosaico di bonifica ben leggibile, nel quale urbanizzazione da un lato e intensificazione agricola dall'altro non sono riusciti a ridimensionarne significativamente la percezione e riconoscibilità.

La costa tarantina orientale invece si caratterizza per la pervasività dell'insediamento lungo la linea di costa, determinando un mosaico periurbano molto esteso che tende a impedire qualsiasi relazione tra la costa e il territorio rurale dell'entroterra.

Il mosaico periurbano intorno a Taranto è particolarmente esteso e sfuma ad ovest secondo le geometrie del mosaico agricolo complesso.

A nord il morfotipo rurale prevalente, supportato da un sistema di masserie, è essenzialmente legato ad elementi di naturalità, costruendo combinazioni di seminativo/pascolo e di seminativo/bosco e, soprattutto in corrispondenza dei gradini morfologici, l'oliveto/bosco.

Il territorio sud-orientale, situato al di là della Salina Grande e sconfinante verso Est nei territori dei casali di Leporano e Pulsano, è caratterizzato da un sistema di masserie a maglie molto larghe, immerso all'interno di una matrice agricola a vigneto, associato localmente al seminativo e intervallato unicamente dai centri urbani e dal relativo mosaico periurbano.

L'area oggetto di intervento, avente una superficie complessiva di circa 20 ettari, è situata nella porzione sud-orientale del Comune di Taranto, nelle vicinanze del confine con l'adiacente Comune di Faggiano, in un'area agricola coltivata a seminativo.

L'area interessata dall'iniziativa si presenta priva di vegetazione d'alto fusto, adatta, quindi, a coesistere con la presenza dei pannelli fotovoltaici e delle relative infrastrutture di supporto.

Come si evince dagli estratti cartografici di seguito riportati, il valore naturalistico-ambientale dell'ambito di intervento è scarso a causa della semplificazione del paesaggio agrario dovuta alle pratiche colturali di tipo intensivo.

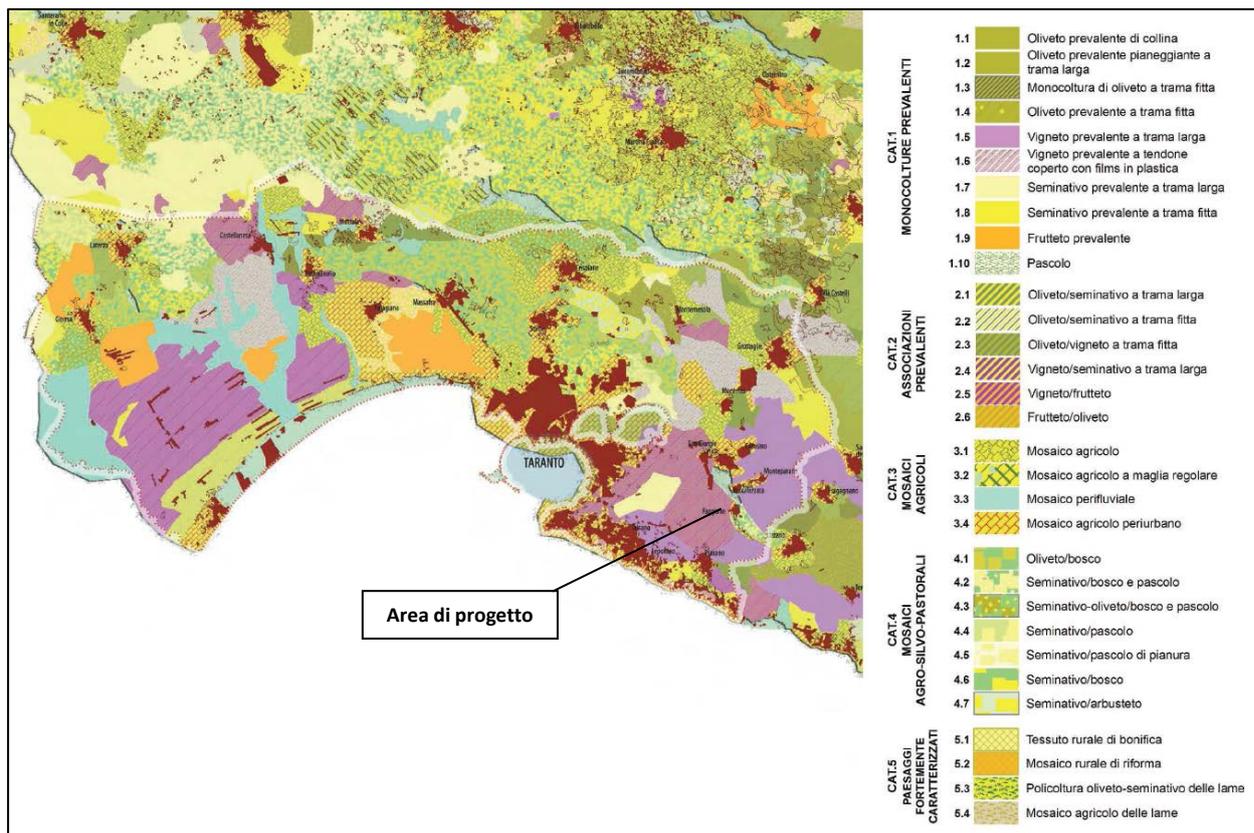


Figura 6.22 Estratto dell'Elaborato 3.2.7 "LE MORFOTIPOLOGIE RURALI" del P.P.T.R.

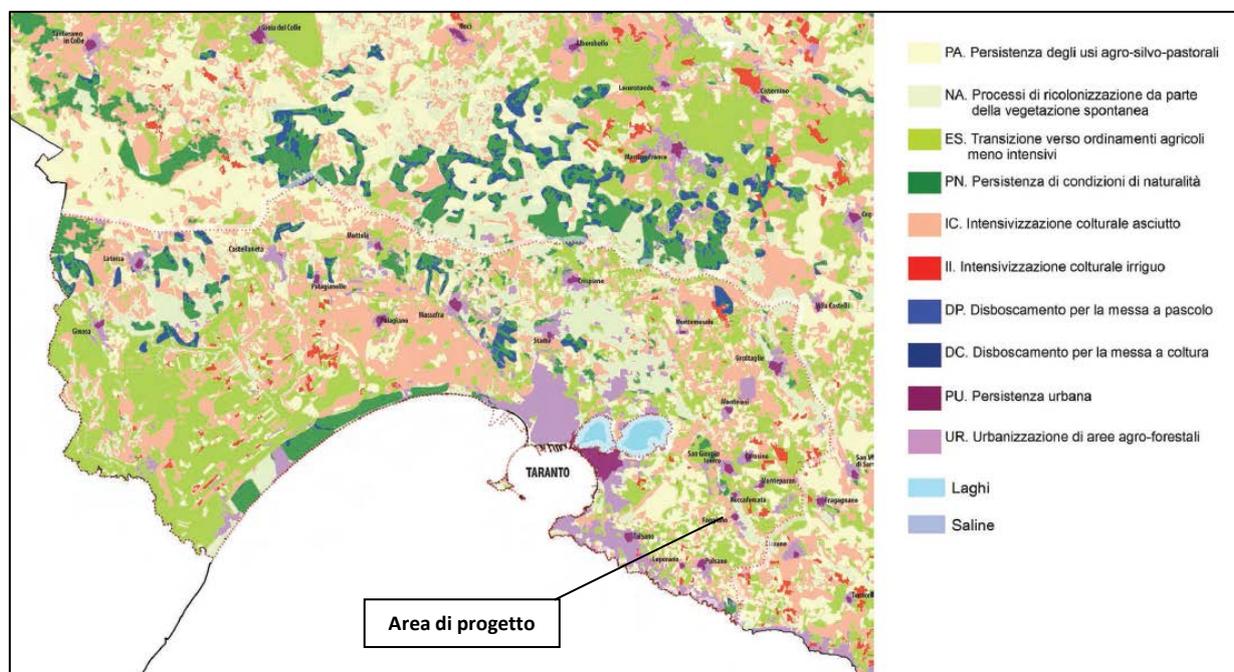


Figura 6.23 Estratto dell'Elaborato 3.2.7.a "LE TRASFORMAZIONI AGROFORESTALI" del P.P.T.R.

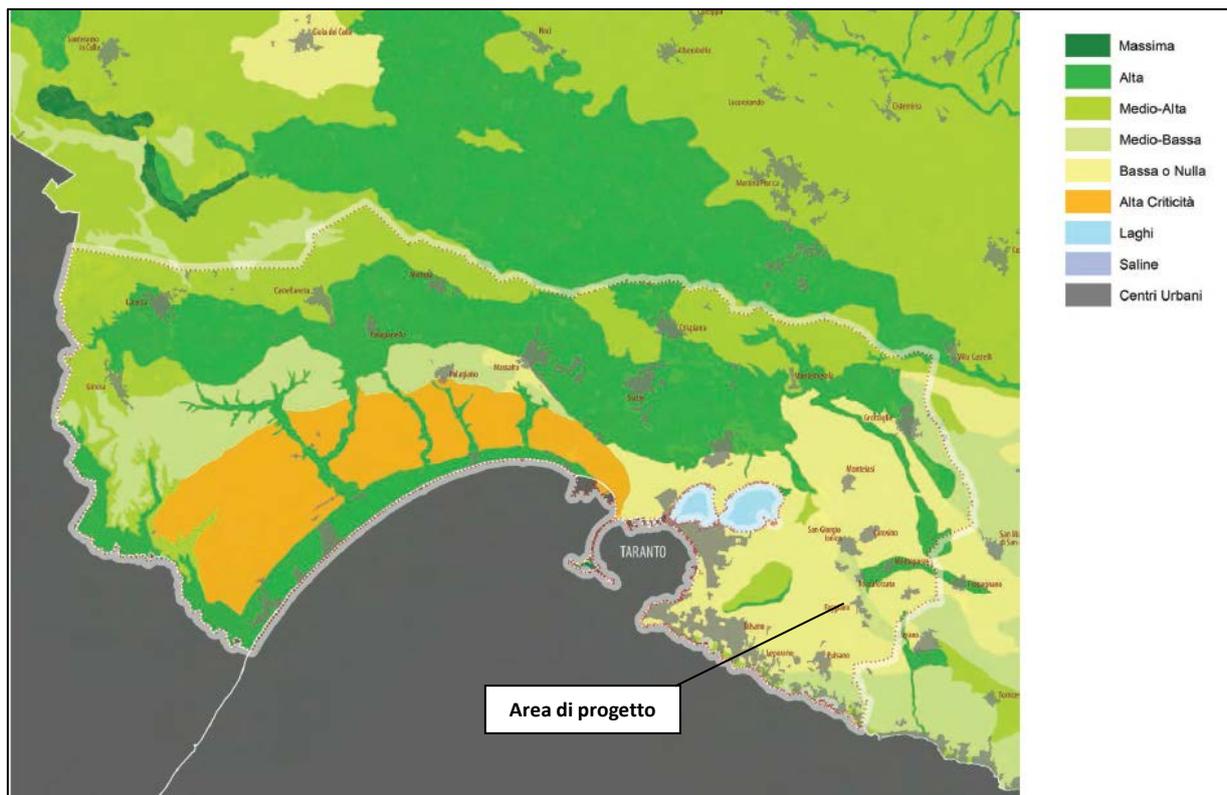


Figura 6.24 Estratto dell'Elaborato 3.2.7.b "LA VALENZA ECOLOGICA DEI PAESAGGI RURALI" del P.P.T.R.

Si riportano di seguito alcune fotografie dell'area di intervento e del contesto paesaggistico circostante.



Figura 6.25 Individuazione su ortofoto dell'area di intervento e punti di ripresa



Figura 6.26 Punto di ripresa n. 1 dell'area di progetto verso Sud



Figura 6.27 Punto di ripresa n. 2 dell'area di progetto all'incrocio della S.P. 109 e della S.P. 107 verso Nord

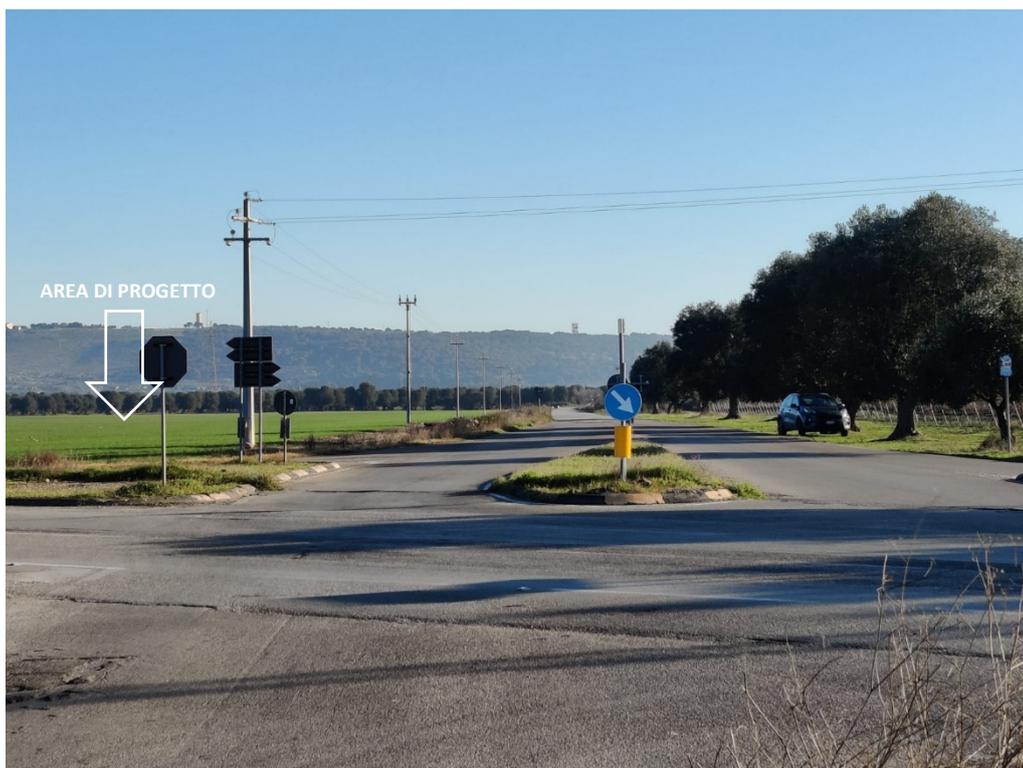


Figura 6.28 Punto di ripresa n. 3 dell'area di progetto all'incrocio della S.P. 109 e della S.P. 107 verso Nord-Est



Figura 6.29 Punto di ripresa n. 4 dell'area di progetto lungo la S.P. 107 verso Sud-Ovest



Figura 6.30 Punto di ripresa n. 54 dell'area di progetto nelle vicinanze della Masseria Troccoli in direzione Sud-Ovest



Figura 6.31 Punto di ripresa n. 6 dell'area di progetto verso Nord



Figura 6.32 Punto di ripresa n. 7 dell'area di progetto verso Nord



Figura 6.33 Punto di ripresa n. 8 dell'area di progetto dalla zona collinare di Faggiano

## 6.7 CLIMA ACUSTICO

La zonizzazione acustica deve ancora essere ufficialmente adottata dal Comune di Taranto e, per individuare i limiti acustici, bisogna fare riferimento al D.P.C.M. 14 novembre 1997.

In data 17/11/2021 è stata svolta un'indagine fonometrica presso l'area del futuro impianto fotovoltaico. Come si evince dai risultati delle misure riportati in Tabella 6.8, i livelli caratterizzanti il clima acustico diurno esistente caratteristico dell'area di intervento, dovuto essenzialmente alla presenza del traffico autoveicolare, sono compresi tra circa 41 dBA e 66.5 dBA.

Tabella 6.8. Attuali livelli sonori misurati presso l'area di progetto (Fonte: Documento previsionale di impatto acustico)

Rif.	Descrizione	Sorgente sonora più significativa	L <sub>Aeq</sub> , Diurno (dB)
M1	Confine lato Ovest, all'esterno dell'area di pertinenza	Traffico autoveicolare su S.P. 109 e S.P. 107	66,5
M2	Confine lato Sud, all'esterno dell'area di pertinenza	Traffico autoveicolare su S.P. 109 e S.P. 107	58,6
M3	Confine lato Est, all'esterno dell'area di pertinenza	Traffico autoveicolare su S.P. 109 e S.P. 107	43,1
M4	Confine lato Nord, all'esterno dell'area di pertinenza	Traffico autoveicolare su S.P. 109 e S.P. 107	41,1

Una migliore considerazione sui livelli riscontrati può essere effettuata attraverso la visione delle schede di dettaglio riportate nell'**elaborato "Alta capital AMBdr002 Prev ACU 00"**.

## 6.8 ELETTROMAGNETISMO

Lo spettro elettromagnetico rappresenta la classificazione di tutte le onde elettromagnetiche in base alla loro frequenza. Lo spettro può essere suddiviso in due parti:

- radiazioni non ionizzanti: comprendono le frequenze (0 - 1015 Hz) fino alla luce visibile; l'energia trasportata non è sufficiente a ionizzare gli atomi e a rompere i legami atomici, cioè a rimuovere completamente un elettrone da un atomo o da una molecola.
- radiazioni ionizzanti: coprono la parte dello spettro (con frequenza maggiore di circa 1015 Hz) dalla luce ultravioletta ai raggi gamma; l'energia trasportata è sufficiente a ionizzare gli atomi o le molecole (cioè a strappar loro gli elettroni) e a rompere i legami atomici.

È alle radiazioni elettromagnetiche non ionizzanti con frequenza inferiore a quella della luce infrarossa che ci si riferisce quando si parla di inquinamento elettromagnetico

Le radiazioni non ionizzanti d'interesse ambientale si dividono in:

- radiazioni a bassa frequenza (ELF), con frequenza pari a 50 Hz;
- radiazioni a radio frequenza (RF), con frequenza compresa tra 100 kHz e 300 GHz.

Per quanto riguarda le radiazioni a bassa frequenza (ELF), le sorgenti principali sono costituite da elettrodotti, ovvero linee elettriche (aeree e/o interrate), e cabine di trasformazione. Gli elettrodotti, funzionanti con tensioni di intensità variabili e con una corrente alternata alla frequenza di 50 Hz, producono campi elettrici e magnetici variabili nel tempo.



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@applus.eco: www.applus.eco

Le linee elettriche, deputate al trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, si suddividono, a secondo della tensione, in:

- alta tensione: 380 kV, 220 kV, 132 kV;
- media tensione: 15 kV;
- bassa tensione: 380 V e 220 V.

Le cabine elettriche si distinguono in:

- stazione di trasformazione: smista le linee di alta tensione, collega le linee elettriche con la centrale di produzione, trasforma la tensione da 380 kV o 220 kV a 132 kV;
- cabina primaria: trasforma la tensione da 132 kV (alta tensione) a 15 kV (media tensione);
- cabina secondaria: trasforma la tensione da 15 kV (media tensione) a 380 V o 220 V (bassa tensione).

Nell'ambito di monitoraggi di campi elettromagnetici, ai sensi della Legge - Quadro 22 febbraio 2001 - n. 36, della Legge Regionale 8 marzo 2002, n. 5, il Regolamento Regionale n. 14 del 2006, del D.P.C.M. - 8 luglio 2003 e ss.mm.ii., del Codice delle Comunicazioni elettroniche del 1 agosto 2003 e ss.mm.ii., ARPA Puglia svolge un'azione di controllo ed analisi dell'inquinamento elettromagnetico prodotto dagli impianti fissi per tele-radiocomunicazione.

Le attività istituzionali prevedono misure effettuate ai fini del rilascio dei pareri pre e post attivazione e delle operazioni di riduzione a conformità dei siti non a norma. A partire dal mese di Gennaio 2014 tutte le misure puntuali, effettuate al fine del rilascio dei pareri di post attivazione degli impianti fissi per tele-radiocomunicazione, vengono georeferenziate e possono essere visualizzate nel Web-Gis Agenti Fisici nella sezione "Radiazioni non ionizzanti". Nel caso in cui il monitoraggio di uno specifico sito abbia richiesto più di una misura di intensità di campo elettromagnetico, anche in momenti diversi, il dato quantitativo indicato sulla mappa si riferisce, a scopo cautelativo, al massimo dei valori riscontrati nell'ultima misura effettuata. L'eventuale superamento dei limiti in una misura di post attivazione determina il non rilascio del certificato di conformità dell'impianto, cui segue immediata comunicazione di ARPA al sindaco del comune interessato per la conseguente ordinanza di disattivazione dell'impianto. Inoltre, ai fini della tutela della popolazione dall'esposizione ai campi elettromagnetici, l'Agenzia gestisce una rete di monitoraggio in continuo dei campi elettromagnetici a RF prodotti dagli impianti fissi di tele-radiocomunicazione. Tale sistema di monitoraggio è costituito da centraline mobili rilocabili che vengono posizionate in seguito ad eventuali segnalazioni da parte dei comuni o su iniziativa ARPA. Dal Gennaio 2009, tutti i monitoraggi vengono georeferenziate e possono essere visualizzati nel WebGis Agenti Fisici nella sezione "Radiazioni non ionizzanti" (cfr. Figura 6.34). Tali monitoraggi in continuo hanno finalità diverse dalle misure necessarie allo svolgimento delle attività istituzionali di rilascio dei pareri pre e post attivazione e di riduzione a conformità dei siti non a norma e rappresentano uno screening di primo livello finalizzato a una migliore conoscenza del territorio e alla individuazione dei punti di misura nei quali eseguire indagini più approfondite o monitorare, su richiesta dei comuni, edifici sensibili come scuole e ospedali.

Sia per i monitoraggi in continuo, sia per le misure di post attivazione, nel caso in cui più campagne di misura siano state effettuate sullo stesso sito, i risultati si riferiscono all'ultima campagna eseguita in ordine cronologico.

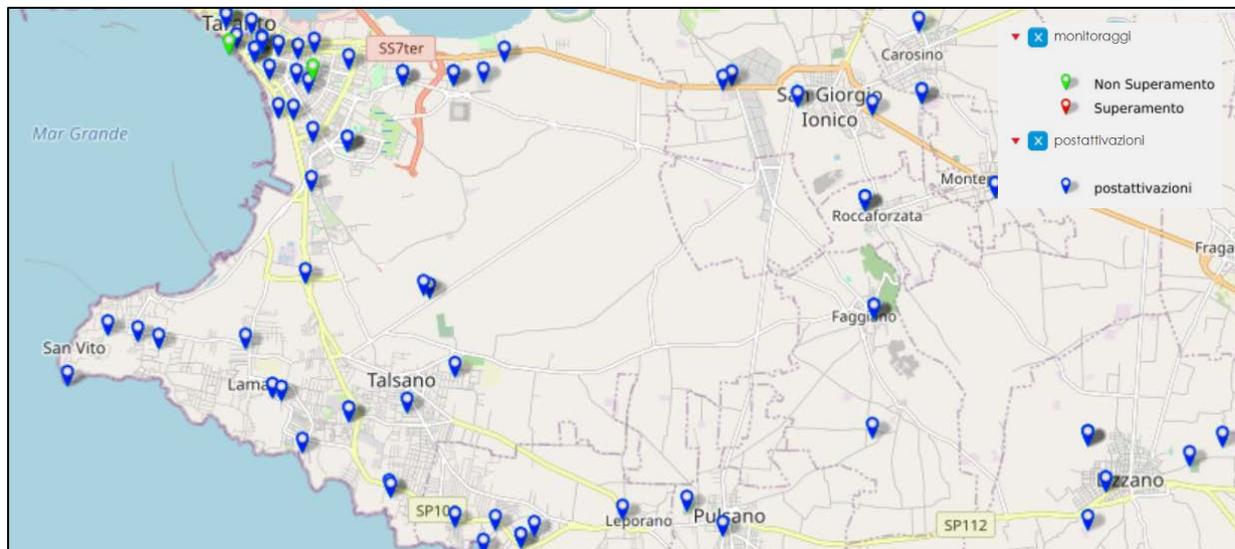


Figura 6.34 Monitoraggi e post-attivazioni di campi elettromagnetici (Fonte: ARPA Puglia)

## 6.9 CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA

I dati relativi al sistema elettrico (produzione di energia elettrica e calore, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. Di seguito sono illustrati i dati consuntivi fino al 2018 e le stime preliminari per il 2019 elaborate da ISPRA<sup>14</sup> in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da TERNA a gennaio 2020 con dati aggiornati fino a dicembre 2019.

La produzione lorda nazionale di energia elettrica nel periodo 1990-2018 è passata da 216,6 TWh a 289,7 TWh con un incremento del 33,8%. I consumi elettrici sono passati da 218,8 TWh a 303,4 TWh nello stesso periodo con un incremento del 38,7%. Dopo un periodo di costante crescita della produzione e dei consumi, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso fino al 2014 dovuta agli effetti della crisi economica e una ripresa negli ultimi anni. Il saldo import/export rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15% e ampie oscillazioni negli ultimi anni. I dati preliminari del 2019 mostrano una diminuzione del saldo import/export da 43,9 TWh nel 2018 a 38,2 TWh nel 2019.

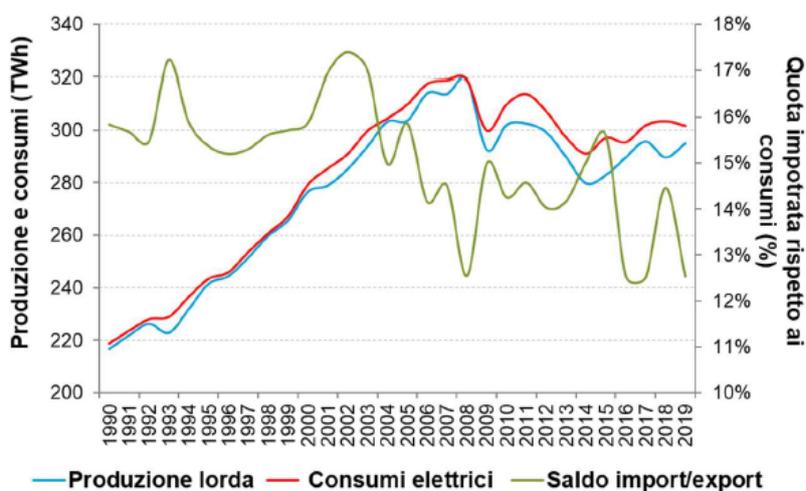


Figura 6.35 Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. È riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA)

Di seguito è riportata una tabella riepilogativa dei dati di produzione e consumo di energia elettrica.

<sup>14</sup> Cfr. Rapporto 317/2020 “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei – Edizione 2020” dell’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA).

Tabella 6.9 Dati di produzione e consumo di energia elettrica (TWh)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
<b>Produzione lorda di energia elettrica</b>	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	289,7	294,1
<i>apporti da pompaggio</i>	3,5	4,1	6,7	6,9	3,3	1,4	1,8	1,8	1,7	1,8
Calore utile	-	-	-	53,6	56,3	59,3	61,0	61,1	59,6	60,3
Energia destinata a servizi ausiliari	11,5	12,3	13,3	13,1	11,3	10,6	10,1	10,6	9,9	10,2
<b>Produzione netta</b>	205,1	229,2	263,3	290,6	290,7	272,4	279,7	285,3	279,8	283,8
Energia destinata ai pompaggi	4,8	5,6	9,1	9,3	4,5	1,9	2,5	2,5	2,3	2,4
<b>Produzione destinata al consumo</b>	200,3	223,6	254,2	281,3	286,3	270,5	277,2	282,9	277,5	281,4
Saldo import/export	34,7	37,4	44,3	49,2	44,2	46,4	37,0	37,8	43,9	38,2
<b>Energia elettrica richiesta</b>	234,9	261,0	298,5	330,5	330,5	316,9	314,3	320,5	321,4	319,6
Perdite di rete	16,2	17,6	19,2	20,6	20,6	19,7	18,8	18,7	18,0	18,5
<b>Consumi elettrici</b>	218,8	243,5	279,3	309,8	309,9	297,2	295,5	301,9	303,4	301,1

\* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

Per quanto riguarda le stime preliminari per il 2019 si osserva un incremento della produzione elettrica nazionale (1,5%) e un lieve decremento dei consumi elettrici (-0,8%) rispetto all'anno precedente.

Gli andamenti di lungo termine mostrano un incremento dell'efficienza del sistema elettrico in termini di riduzione della quota di energia destinata ai consumi ausiliari delle centrali. La riduzione è dovuta anche allo sviluppo delle fonti rinnovabili caratterizzate da bassi consumi ausiliari specifici.

Inoltre, si osserva una diminuzione delle perdite di rete. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,3% del 1990 a 3,4% del 2018, mentre le perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta passano da 6,9% a 5,6% nello stesso periodo.

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti.

Tabella 6.10 Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990 (TWh)

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Idroelettrica	35,1	41,9	50,9	42,9	54,4	47,0	44,3	38,0	50,5	47,7
Termoelettrica	178,3	196,1	220,5	253,1	231,2	192,1	199,4	209,5	192,7	195,4
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	6,2	6,3	6,2	6,1	6,0
Eolica e fotovoltaica	0,0	0,0	0,6	2,4	11,0	37,8	39,8	42,1	40,4	45,0
<b>TOTALE</b>	<b>216,6</b>	<b>241,5</b>	<b>276,6</b>	<b>303,7</b>	<b>302,1</b>	<b>283,0</b>	<b>289,8</b>	<b>295,8</b>	<b>295,8</b>	<b>294,1</b>

\* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

L'energia elettrica di origine termica rappresenta, per tutta la serie storica, la quota prevalente della produzione elettrica nazionale ma a partire dal 2007 si osserva un costante declino dell'apporto di energia termoelettrica. La percentuale media della produzione termoelettrica lorda dal 1990 al 2018 è pari al 77,1% della produzione nazionale con un andamento piuttosto variabile e in crescita fino al 2007, quando la produzione elettrica di origine termica ha raggiunto l'84,7%. Successivamente al 2007 si registra un rapido declino della quota termoelettrica fino al 63% nel 2014. Negli ultimi anni si osservano ampie oscillazioni e nel 2018 la quota termoelettrica è del 66,5%. I dati preliminari per il 2019 mostrano una quota termoelettrica invariata rispetto al 2018. Un andamento analogo si osserva per la quota di energia elettrica di origine fossile che dopo un picco del 82,6% nel 2007 mostra un declino fino al minimo del 56% nel 2014 e del 59,7% nel 2018.

Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, con un valore medio pari al 17,3% dal 1990 al 2018. Le fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili – presentano una rapida crescita nell’ultimo decennio (Figura 6.36) che negli ultimi anni mostra un arresto se non una sensibile riduzione. Il contributo complessivo di tali fonti al 2018 è pari al 20,6%, in lieve diminuzione rispetto all’anno precedente. La quota geotermica mostra un andamento crescente nel lungo termine e una riduzione negli ultimi anni (da 1,5% nel 1990 a 2,1% nel 2018). La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale, coprendo complessivamente il 13,9% della produzione nazionale del 2018 (6,1% da eolico e 7,8% da fotovoltaico). L’energia elettrica prodotta da bioenergie (biogas, bioliquidi, biomasse e quota rinnovabile dei rifiuti) mostra un contributo relativo in costante crescita già a partire dalla prima metà degli anni ‘90 con una accelerazione che dal 2008 è particolarmente sostenuta e nel 2015 raggiunge il 6,9% della produzione elettrica nazionale e il 10,1% della produzione termoelettrica tradizionale. Nel 2018 si osserva una riduzione della produzione elettrica da bioenergie rispetto all’anno precedente e la quota rispetto alla produzione nazionale e alla produzione termoelettrica è stata del 6,6% e 9,3% rispettivamente. Le stime per il 2019 mostrano l’incremento della produzione da fonti rinnovabili dovuto all’incremento della produzione eolica e fotovoltaica che compensano la riduzione della produzione idroelettrica.

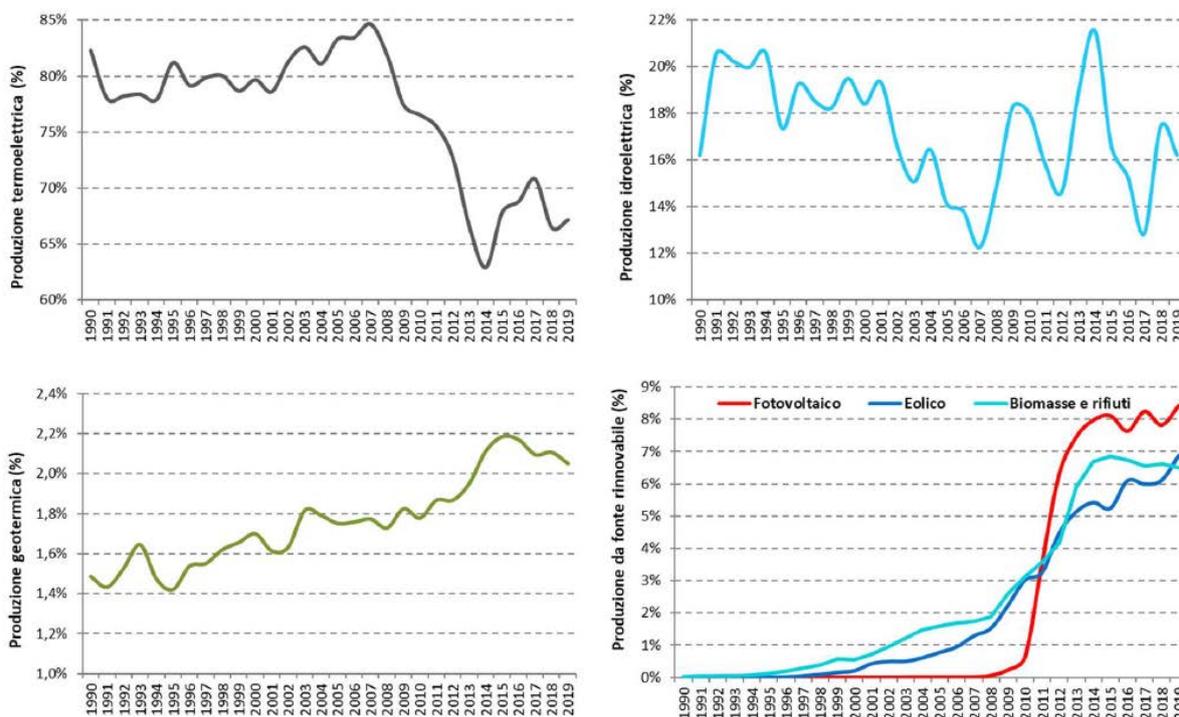


Figura 6.36 Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari

TERNA

La voce ‘altri combustibili’ rappresenta un gruppo eterogeneo di combustibili composto essenzialmente da diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e da rifiuti (CDR

e rifiuti solidi urbani e industriali). È evidente il crescente contributo di tali combustibili che passano da un marginale 0,05% nel 1990 al 7,5% nel 2018 della produzione elettrica nazionale.

Fino alla prima metà degli anni '90 i prodotti petroliferi, in particolare l'olio combustibile, rivestivano un ruolo prevalente nella generazione elettrica contribuendo alla produzione di circa il 50% dell'energia elettrica di origine termica. Dalla seconda metà degli anni '90, in seguito all'effetto combinato di politiche ambientali mirate alla riduzione delle emissioni inquinanti, l'aumento del prezzo del petrolio e la maggiore efficienza dei cicli combinati rispetto alle caldaie tradizionali, si assiste a una progressiva diminuzione dei prodotti petroliferi nel settore termoelettrico e a un contestuale incremento della quota di gas naturale. Nel mix di combustibili fossili un ruolo non irrilevante è ricoperto dal carbone con un contributo medio alla produzione elettrica del 12,2% nel periodo dal 1990 al 2018 ma con un andamento in netta diminuzione negli ultimi anni. In particolare, si osserva un andamento crescente della quota di carbone fin dalla seconda metà degli anni '90 con diverse oscillazioni e un picco del 16,4% della produzione elettrica raggiunto nel 2012 (22,7% dell'energia elettrica di origine termica) e un successivo declino fino alla quota del 9,8% nel 2018 (14,8% dell'energia elettrica di origine termica). Il gas naturale rappresenta la risorsa fossile prevalente per la generazione termoelettrica. Dal 2017 si registra una quota ancora marginale di produzione elettrica da biometano immesso nella rete del gas naturale (16,4 GWh nel 2017 e 50 GWh nel 2018). L'energia elettrica da biometano è calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano rispetto ai consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE. In Figura 6.37 è evidente come al rapido declino dei prodotti petroliferi corrisponda un incremento del gas naturale la cui quota sulla produzione elettrica totale cresce costantemente passando da meno del 20% nel 1990 fino a raggiungere il picco del 55,0% nel 2007. Successivamente si osserva una inversione di tendenza in corrispondenza del crescente contributo delle fonti rinnovabili. Nel 2018 la quota del gas naturale è stata del 44,4% sulla produzione elettrica totale (66,7% dell'energia elettrica di origine termica), in diminuzione rispetto al 2017.

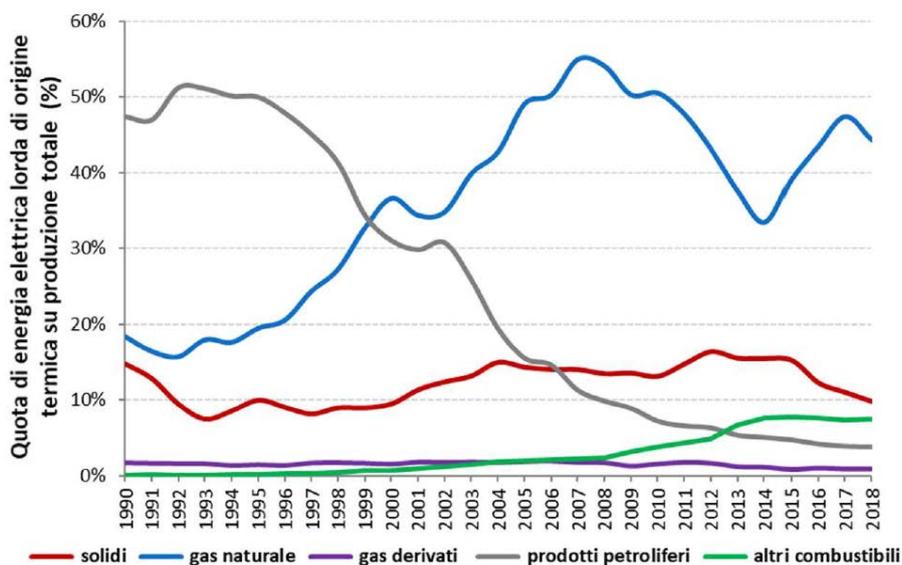


Figura 6.37 Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile

La produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione idroelettrica da pompaggi, è stata pari al 39,5% della produzione nazionale nel 2018, in netto aumento rispetto all'anno precedente grazie all'incremento di produzione idroelettrica (Tabella 6.11).

Tabella 6.11 Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh)

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
<b>Idroelettrica</b>	<b>31,6</b>	<b>37,8</b>	<b>44,2</b>	<b>36,1</b>	<b>51,1</b>	<b>58,5</b>	<b>45,5</b>	<b>42,4</b>	<b>36,2</b>	<b>48,8</b>	<b>45,9</b>
<i>0 - 1 MW</i>	-	1,4	1,6	1,5	2,2	3,1	2,6	2,7	2,3	3,0	-
<i>1 - 10 MW</i>	-	6,0	6,6	6,1	8,7	11,0	8,3	8,2	7,0	9,1	-
<i>&gt; 10 MW</i>	-	30,3	36,1	28,5	40,2	44,4	34,7	31,6	26,9	36,7	-
<b>Eolica</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,6</b>	<b>2,3</b>	<b>9,1</b>	<b>15,2</b>	<b>14,8</b>	<b>17,7</b>	<b>17,7</b>	<b>17,7</b>	<b>20,2</b>
<b>Fotovoltaica</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,9</b>	<b>22,3</b>	<b>22,9</b>	<b>22,1</b>	<b>24,4</b>	<b>22,7</b>	<b>24,7</b>
<b>Geotermica</b>	<b>3,2</b>	<b>3,4</b>	<b>4,7</b>	<b>5,3</b>	<b>5,4</b>	<b>5,9</b>	<b>6,2</b>	<b>6,3</b>	<b>6,2</b>	<b>6,1</b>	<b>6,0</b>
<b>Bioenergie</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>1,5</b>	<b>4,8</b>	<b>9,4</b>	<b>18,7</b>	<b>19,4</b>	<b>19,5</b>	<b>19,4</b>	<b>19,2</b>	<b>19,1</b>
<i>Solidi</i>	-	0,2	0,9	3,6	4,3	6,2	6,3	6,5	6,6	6,6	-
<i>Biogas</i>	-	0,1	0,6	1,2	2,1	8,2	8,2	8,3	8,3	8,3	-
<i>Bioliquidi</i>	-	0,0	0,0	0,0	3,1	4,3	4,9	4,7	4,5	4,3	-
<b>Biometano#</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>34,9</b>	<b>41,5</b>	<b>51,0</b>	<b>48,6</b>	<b>77,0</b>	<b>120,7</b>	<b>108,9</b>	<b>108,0</b>	<b>103,9</b>	<b>114,5</b>	<b>116,1</b>

\* Stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

# La produzione elettrica da biometano è calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano sui consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE.

Dopo un periodo di rapida crescita la produzione elettrica da fonti eolica e fotovoltaica è piuttosto stabile negli ultimi anni. Lo stesso andamento si osserva per la produzione da bioenergie. La produzione elettrica da fonti rinnovabili è più che raddoppiata dal 2005 al 2018 ma dopo un picco di 120,7 TWh raggiunto nel 2014 si registra una significativa riduzione negli anni successivi, dovuta alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie e soprattutto alla contrazione di energia idroelettrica. Nel 2018 si registra un sensibile incremento della produzione idroelettrica che tradizionalmente è prevalente nel settore delle fonti rinnovabili. La fonte idrica nel 2018 costituisce il 42,6% della produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi. Le prime stime della produzione idroelettrica nel 2019 mostrano che la produzione totale da fonti rinnovabili aumenta di circa 1,6 TWh rispetto al 2018.

In Figura 6.38 sono riportate le quote della produzione elettrica lorda dalle rispettive fonti. Dal 1990 risulta evidente un costante incremento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi. Inoltre, dal 2007 si nota la crescente quota delle fonti rinnovabili che negli ultimi anni mostra un rallentamento.

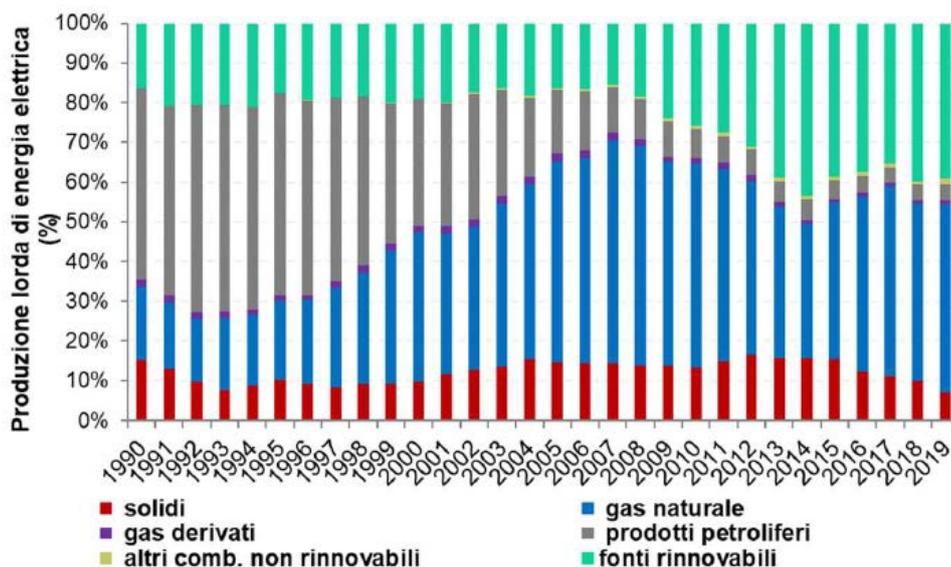


Figura 6.38 Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA

Considerando in dettaglio la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è evidente come all'incremento piuttosto sostenuto dal 2005 fino al 2014 sia seguita, per tre anni di seguito, una repentina riduzione della quota rinnovabile. È inoltre evidente la variabilità dell'apporto idroelettrico e il fondamentale ruolo che tale fonte riveste nella quota complessiva di energia elettrica di origine rinnovabile. Nel 2005 l'energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale rappresentava appena il 16% della produzione elettrica nazionale. Nel 2014 la quota ha raggiunto il massimo storico con il 43,1% e nei tre anni successivi è scesa fino al 35,1% del 2017. Nel 2018 si registra un nuovo incremento dovuto proprio al maggiore apporto dell'idroelettrico.

Le stime preliminari per il 2019 mostrano che la quota di produzione rinnovabile rispetto alla produzione lorda è rimasta pressoché invariata rispetto all'anno precedente.

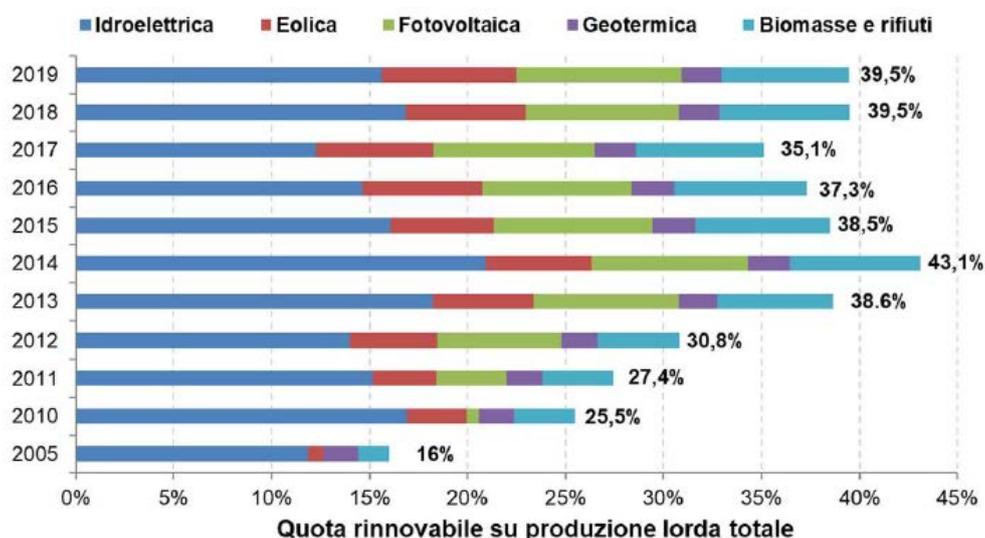


Figura 6.39 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA

La quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, pubblicata periodicamente dal GSE e calcolata secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE, mostra un rapido incremento dal 2005 fino al 2014. Successivamente la quota mostra lievi variazioni e nel 2018 è pari al 33,9% del consumo interno lordo di energia elettrica (GSE, 2019).

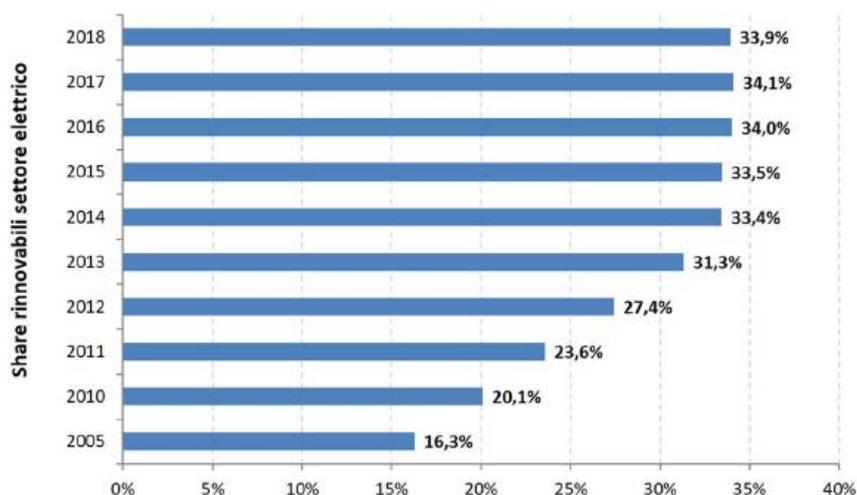


Figura 6.40 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità

### 6.9.1 QUANTITÀ DI CO<sub>2</sub> EMessa PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA

La quantità di CO<sub>2</sub> emessa nel 2018 in seguito alla produzione di energia elettrica e calore è stata di 97,8 Mt (di cui 85,4 Mt per la generazione elettrica e 12,4 Mt per la produzione di calore), pari al 23,9% delle emissioni nazionali (ISPRA, 2020).

Tabella 6.12 Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO<sub>2</sub>)

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,4	35,5	39,1	32,1	28,6	25,4	18,5
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	66,6	67,5	49,1	55,3	60,7	56,0	61,6
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,4	8,0	4,5	5,7	4,5	4,5	4,6
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	36,2	20,0	10,1	9,2	8,7	8,4	8,2
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	2,5	3,2	3,5	3,6	3,5	3,5	3,5
<b>Totale</b>	<b>126,2</b>	<b>133,2</b>	<b>139,2</b>	<b>157,1</b>	<b>134,3</b>	<b>106,3</b>	<b>105,9</b>	<b>106,1</b>	<b>97,8</b>	<b>96,4</b>

\* Stime preliminari ISPRA

Le emissioni atmosferiche di CO<sub>2</sub> dovute alla combustione di prodotti petroliferi hanno rappresentato, fino alla prima metà degli anni '90, una quota rilevante delle emissioni totali del settore termoelettrico. Nel 1995 la quota emissiva da prodotti petroliferi ammontava al 61,1% delle emissioni del settore termoelettrico. Successivamente la quota di CO<sub>2</sub> da prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino ad arrivare al 8,6% nel 2018. Va tuttavia considerato che tra i prodotti petroliferi sono annoverati anche i gas di sintesi da processi di gassificazione che a partire dal 2000 rappresentano una quota crescente. Considerando solo l'olio combustibile la quota emissiva rispetto alle emissioni del settore elettrico passa da 61,1% a 1% nel periodo 1995-2018. La quota di emissioni da gas naturale passa da 18,3% nel 1995 a

57,3% nel 2018. Nella tabella seguente sono riportate le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute alla sola produzione elettrica.

Tabella 6.13 Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO<sub>2</sub>)

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	38,9	31,9	28,4	25,2	18,3
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	59,1	59,3	40,4	46,4	51,7	47,2	51,9
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	3,6	4,6	3,7	4,1	4,2
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	7,5	6,7	6,3	6,0	5,8
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9
<b>Totale</b>	<b>126,2</b>	<b>133,2</b>	<b>139,2</b>	<b>144,0</b>	<b>120,4</b>	<b>93,4</b>	<b>92,5</b>	<b>93,0</b>	<b>85,4</b>	<b>83,2</b>

\* Stime preliminari ISPRA

Le emissioni atmosferiche dovute al gas naturale per la sola produzione elettrica mostrano un notevole incremento dal 1990 in ragione dell'aumento del consumo di tale risorsa. La quota di CO<sub>2</sub> emessa per combustione di gas naturale passa infatti da 16,7% nel 1990 a 49,2% nel 2010 e diminuisce fino a 38,8% nel 2014 per risalire a 55,3% nel 2018. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone, si è ridotta da 22,3% nel 1990 a 12,2% nel 1993. Dopo un periodo di relativa stabilità fino al 2000 si osserva una rapida ascesa della quota emissiva dei combustibili solidi fino a raggiungere il 42,3% nel 2014. Dopo il 2014 le emissioni da combustibili solidi sono diminuite e rappresentano il 29,5% delle emissioni dovute alla produzione elettrica del 2018 (Figura 6.41).

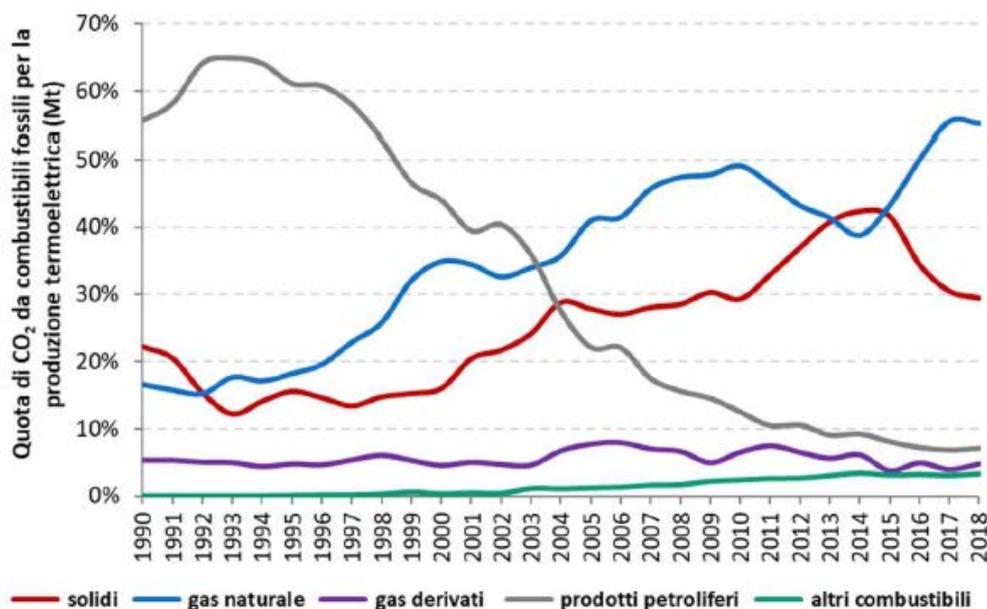


Figura 6.41 Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile (Fonte: ISPRA)

Nel grafico successivo è riportato l'andamento dei fattori di emissione della CO<sub>2</sub> dal 1990 per la produzione elettrica lorda di origine fossile, per la produzione elettrica lorda totale, comprensiva quindi dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. È inoltre riportato il fattore di emissione per il consumo di energia elettrica a livello di utenza. I fattori di emissione relativi alla produzione elettrica considerano la

produzione lorda, misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Per il calcolo dei fattori di emissione dei consumi va considerata la produzione netta di energia elettrica, ovvero l'energia elettrica misurata in uscita dagli impianti al netto dell'energia elettrica utilizzata per i servizi ausiliari della produzione, la quota di energia elettrica importata e le perdite di rete. Le emissioni atmosferiche di CO<sub>2</sub> dovute alla produzione dell'energia elettrica importata dall'estero non entrano nel novero delle emissioni nazionali.

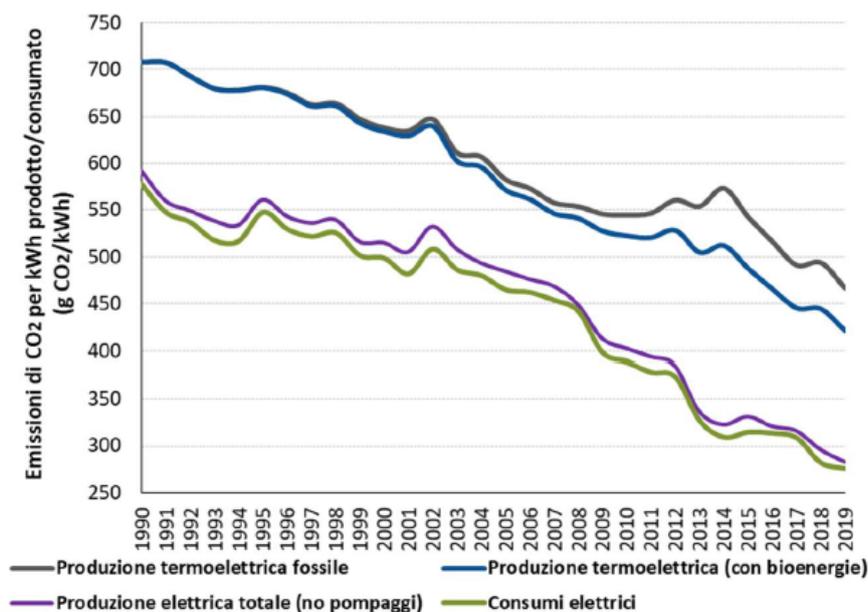


Figura 6.42 Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO<sub>2</sub>/ kWh). Per il 2019 stime preliminari.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica totale poiché tali fonti hanno un bilancio emissivo pari a zero. Il fattore di emissione per consumo di energia elettrica si riduce ulteriormente in ragione della quota di energia elettrica importata dall'estero le cui emissioni atmosferiche sono originate fuori dal territorio nazionale. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha determinato una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Al fine di valutare l'impatto di tali fonti sulla riduzione di gas a effetto serra sono state calcolate le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate ogni anno. Tale statistica viene elaborata con cadenza biennale dal GSE per la pubblicazione della relazione nazionale sui progressi del Paese ai sensi della direttiva 2009/28/CE (GSE, 2017). La metodologia adottata da GSE prevede che ciascuna fonte rinnovabile sostituisca la quota di produzione fossile che risulta marginale nel periodo di produzione (festivo, lavorativo di picco e non di picco). La metodologia adottata nel presente lavoro, in linea con la metodologia realizzata da EEA (2015), consiste nel calcolo delle emissioni nell'ipotesi che l'equivalente energia elettrica da fonti rinnovabili sia realizzata con il mix fossile dell'anno in questione. Le emissioni evitate sono quindi calcolate in termini di prodotto dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili per il fattore di emissione medio annuale da fonti fossili. L'ipotesi sottesa alle due metodologie è che in

assenza di produzione rinnovabile la stessa quantità di energia elettrica deve essere prodotta dal mix fossile.

La metodologia adottata in questo lavoro fornisce valori differenti di emissioni evitate rispetto alla metodologia adottata da GSE ma non è scopo del presente lavoro confrontare le due metodologie bensì adottare un metodo di calcolo omogeneo per valutare l'impatto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico indipendente dall'influenza di fattori economici e contingenti che possono modificare i costi marginali dell'energia elettrica.

Il seguente grafico rende evidente che il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra è stato rilevante fin dal 1990 grazie al fondamentale apporto di energia idroelettrica e che negli ultimi anni la forbice tra emissioni effettive e emissioni teoriche senza fonti rinnovabili si allarga in seguito allo sviluppo delle fonti rinnovabili non tradizionali. Dal 1990 fino al 2007 l'impatto delle fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni presenta un andamento oscillante intorno a un valore medio di 30,6 Mt CO<sub>2</sub> parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica.

Successivamente lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha determinato una impennata dell'impatto con un picco di riduzione delle emissioni registrato nel 2014 quando grazie alla produzione rinnovabile non sono state emesse 69,2 Mt di CO<sub>2</sub>. Negli anni successivi si osserva una repentina diminuzione delle emissioni evitate parallelamente alla diminuzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili fino al 2017 con 51 Mt di CO<sub>2</sub> evitate. Nel 2018, in seguito all'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili le emissioni evitate sono di 56,5 Mt di CO<sub>2</sub>.

Negli ultimi anni è evidente che l'impatto delle fonti rinnovabili, pur rimanendo rilevante rispetto al 2005, si sia sensibilmente ridotto rispetto al picco del 2014.

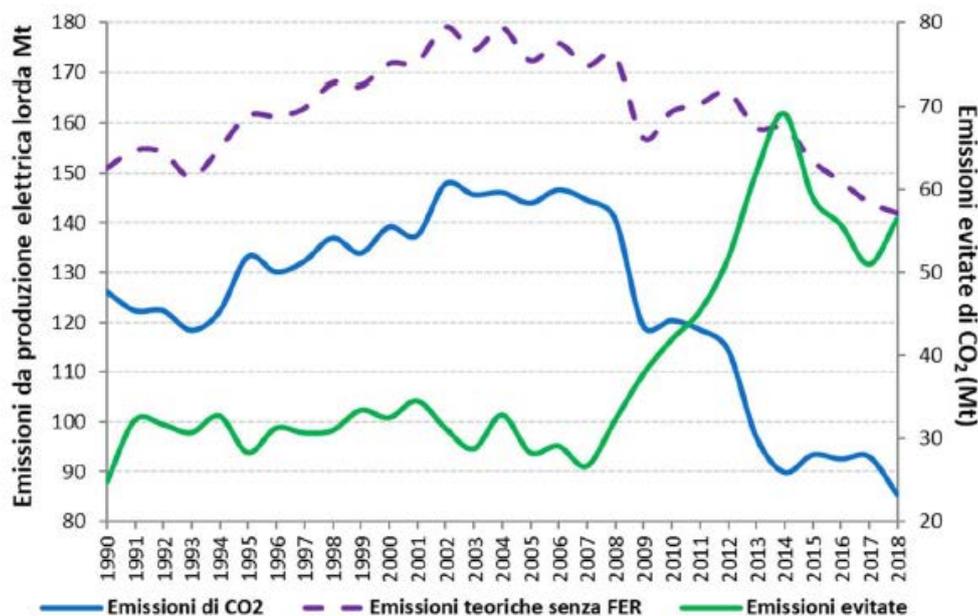


Figura 6.43 Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili

## 6.9.2 DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INSTALLATI IN ITALIA

Come emerge dal “Rapporto statistico Solare Fotovoltaico – 2020” del GSE datato giugno 2021, nel corso del 2020 sono stati installati nuovi impianti fotovoltaici per complessivi 749 MW; le regioni che hanno fornito i contributi maggiori sono la Lombardia (17,0%), Veneto (11,0%), Puglia (9,8%), Sardegna e Piemonte (9,4%).

A fine 2020 la potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia si concentra per il 44,5% nelle regioni settentrionali del Paese, per il 37,4% in quelle meridionali, per restante il 18,2% in quelle centrali. La Puglia fornisce il contributo maggiore al totale nazionale (13,4%), seguita dalla Lombardia (11,7%) e dall’Emilia Romagna (10,0%).

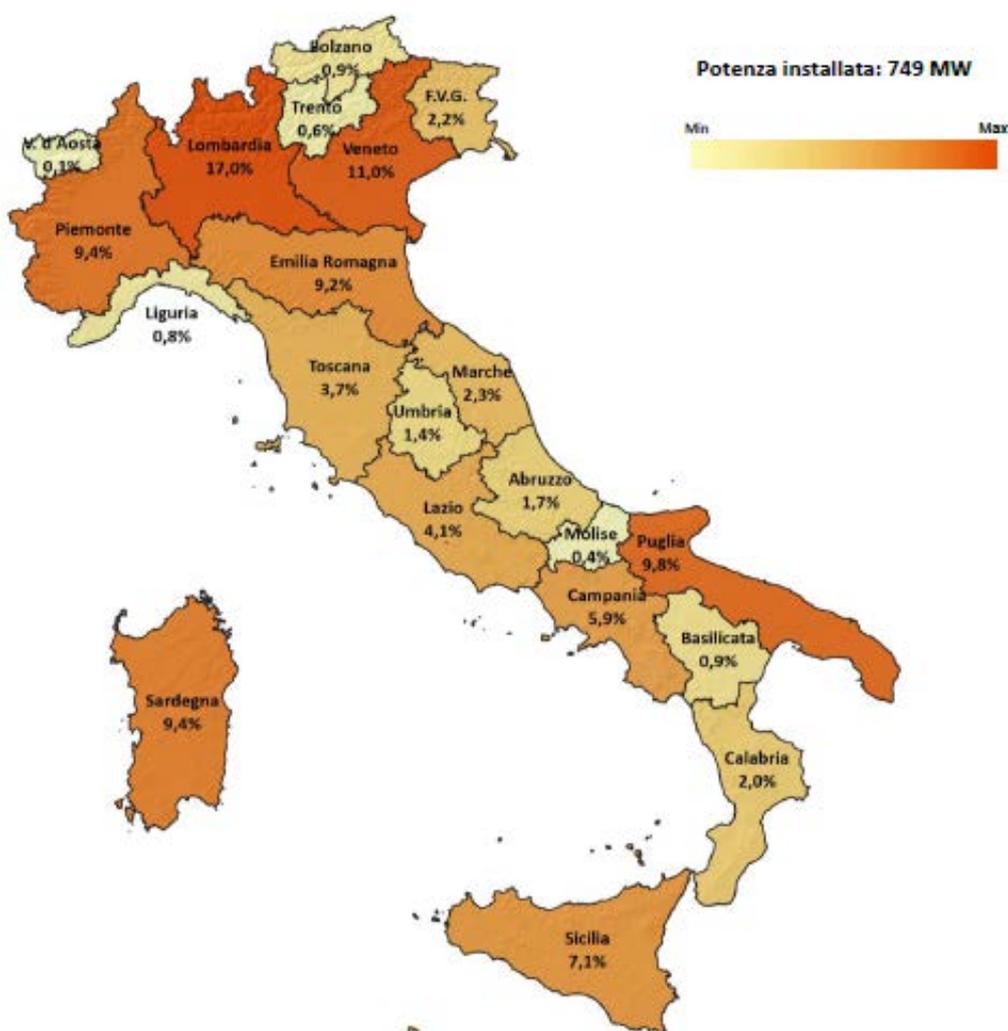


Figura 6.44 Distribuzione regionale della potenza entrata in esercizio nel 2020 (Fonte: GSE)



## 7. ANALISI DEI POTENZIALI IMPATTI AMBIENTALI

Nel presente capitolo sono descritte e analizzate le caratteristiche dei potenziali impatti connessi alla realizzazione del progetto, con riferimento alle seguenti fasi di intervento:

1. fase di cantiere;
2. fase di esercizio;
3. fase di dismissione.

Si evidenzia da subito che:

- data la posizione del sito di localizzazione del progetto, si possono escludere effetti ambientali transfrontalieri;
- la probabilità e la durata dei potenziali effetti ambientali sono strettamente correlate al funzionamento dell'impianto di produzione di energia da fonte solare fotovoltaica;
- tutti i potenziali impatti possono essere definiti "reversibili" in quanto limitati nel tempo.

### 7.1 FASE DI CANTIERE

Si analizzano di seguito gli impatti derivanti dalla fase realizzativa delle opere previste dal progetto.

#### 7.1.1 EMISSIONI DIFFUSE DI POLVERI E DI INQUINANTI GASSOSI

La fase di cantiere prevede l'infissione dei pannelli fotovoltaici e la realizzazione delle strutture accessorie. I moduli saranno installati all'aperto su appositi supporti ancorati al terreno. Le strutture saranno realizzate montando profili speciali metallici, imbullonati mediante staffe e pezzi speciali. Le travi portanti orizzontali, posate su longheroni agganciati direttamente ai sostegni verticali, formeranno i piani inclinati per l'appoggio dei moduli.

I moduli fotovoltaici hanno prestazioni meccaniche idonee a sopportare i carichi statici di pressione di neve e vento secondo la normativa vigente.

Tale tipo di fondazione garantisce facilità e semplicità di installazione e grande resistenza strutturale, allo stesso tempo evitando del tutto di intervenire con opere edili invasive, rendendo inoltre possibile la rimozione completa della struttura in modo veloce ed economico, non lasciando alcuna traccia sul terreno. I locali tecnici, comprese le loro fondazioni, sono realizzati totalmente con il sistema della prefabbricazione.

La produzione e diffusione di polveri sarà principalmente dovuta alla cantierizzazione delle opere e, in particolare, per la posa dei cavidotti interrati interni al lotto, in quantità comunque molto esigua visto il volume ridotto di materiale che sarà movimentato.

Complessivamente, considerata l'ubicazione dell'area di intervento e date le caratteristiche delle attività che non comprendono fasi di demolizione di manufatti (visto che il lotto si presenta completamente ineditato), non si ravvisano impatti negativi significativi dovuti alla produzione e diffusione di polveri a carico delle abitazioni limitrofe.

Per limitare comunque l'eventuale diffusione di polveri all'interno e all'esterno delle aree di cantiere deve essere garantita l'adozione di alcune misure mitigative, di seguito elencate in base al tipo di attività previste.

Depositi del materiale:

- i depositi di materiale sciolto vanno adeguatamente protetti dal vento, per es. mediante copertura con teli.

Aree di circolazione nei cantieri:

- periodica pulizia, irrorazione e umidificazione degli eventuali percorsi di cantiere sterrati e delle eventuali superfici asfaltate;
- limitazione della velocità dei mezzi d'opera su tutte le aree di cantiere (velocità max. 10 km/h).

A tutela della salute dei lavoratori operanti nel cantiere devono essere osservate le seguenti misure:

- le principali attività lavorative devono essere condotte all'interno dei mezzi d'opera;
- i mezzi d'opera devono essere opportunamente cabinati e climatizzati;
- gli sportelli dei mezzi d'opera devono rimanere chiusi;
- obbligo d'utilizzo dei Dispositivi di Protezione Individuale (DPI) nei casi previsti dalla normativa e in particolar modo per i lavoratori impiegati nelle mansioni che comportano la produzione di polveri (maschere con filtri antipolvere).

In fase di cantiere emissioni gassose di inquinanti sono causate dall'impiego di mezzi d'opera, in particolare per la posa dei pannelli e la realizzazione degli scavi. In genere, in fase di cantiere la produzione e diffusione di gas inquinanti risulta essere un fenomeno poco rilevante, sia in relazione al numero di mezzi impiegati che alla ridotta durata temporale delle attività.

### 7.1.2 EMISSIONI ACUSTICHE

L'impatto in questione è rappresentato dalla propagazione all'interno dell'area di cantiere e nelle aree limitrofe delle emissioni acustiche prodotte dai mezzi impiegati per la realizzazione dell'intervento (scavi, trasporto di materiali, realizzazione delle opere edili, ecc.). In ogni caso gli impatti possono essere considerati completamente reversibili una volta terminate le attività. Per la realizzazione dell'opera si stima una durata complessiva di circa 6 mesi, secondo il seguente cronoprogramma di massima:

	MESI														
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0			
1 Approntamento cantiere	■														
2 Preparazione terreno - livellamento e scotico		■													
3 Esecuzione recinzione e viabilità			■												
4 Esecuzione fondazione cabine/skid				■											
5 Installazione allarmi, illuminazione e tvcc					■										
6 Installazione struttura di sostegno moduli FV e inverter						■									
7 Posa cabine/skid, trasformatori							■								
8 Esecuzione cavidotti e pozzetti								■							
9 Montaggio moduli									■						
10 Posa linee elettriche										■					
11 Montaggio inverter											■				
12 Cablaggio cabine e vani quadri												■			
13 Opere interconnessione alla rete													■		
14 Montaggio impianto dati e ausiliari														■	
15 Collaudi ed allaccio															■

Dal punto di vista strettamente acustico le fasi maggiormente impattanti saranno quelle associate allo scavo per i sottoservizi. La maggior parte degli altri interventi possono essere ricondotti dal punto di vista acustico alla posa dei moduli e di impianti, attività quest'ultima per la quale le emissioni di rumore possono essere considerate poco significative.

A partire dal livello di potenza acustica, complessivo o relativo ad ogni singola fase, e considerando la relazione matematiche che governano la propagazione del suono in campo libero di una sorgente puntuale posta su di una superficie fonoriflettente, è stata calcolata la distanza dall'area di cantiere alla quale il suddetto limite risulta rispettato.

Tabella 7.1 Distanze dall'area di cantiere alle quali è rispettato il limite di emissione relativo alla classe acustica III (che si ritiene compatibile per i ricettori abitativi più prossimi)

Attività	Lw [dBA]	Distanza in m dell'area di cantiere alla quale sono stimabili impatti inferiori a 55 dBA
Scavo di sbancamento	114,4	371
Scavo di fondazione	96,7	48
Carpenteria	96,1	45
Lavorazione ferro	86,1	14
Posa ferro	89,4	21
Posa blocchi	89,4	21
Getto	107,2	162

Nelle vicinanze dell'area di intervento è presente un unico edificio potenzialmente residenziale (Recettore R1), seppur allo stato attuale in evidente stato di abbandono, posto a Sud-Est della stessa. Distanto tale edificio oltre 100 m dal confine dell'area oggetto di intervento, il disturbo sarà possibile solamente durante le fasi di scavo che interessano le aree in prossimità del confine Sud. I lavori edili con macchinari rumorosi saranno consentiti comunque esclusivamente durante il periodo diurno.

Un'ulteriore fonte di impatto durante la fase di realizzazione è associata ai flussi di mezzi indotti dalle attività lungo le viabilità prossime al futuro impianto. Tale flusso sarà mediamente contenuto e pari, nei periodi interessati dai flussi più significativi, a circa 10 mezzi pesanti/giorno. L'entità di tali flussi consente di ipotizzare un livello di impatto ragionevolmente contenuto.

### 7.1.3 TRAFFICO INDOTTO

La fase di costruzione dell'impianto comporterà, seppure per un limitato periodo di tempo, un aumento del traffico pesante nell'area circostante l'impianto, distribuendosi successivamente sul territorio in corrispondenza delle principali arterie stradali.

Nella tabella successiva si riportano i mezzi ipotizzati per una giornata tipo di cantiere.

Tabella 7.2 Mezzi operanti nel cantiere

Tipo di mezzo	N. medio
Autocarri	3
Escavatori	2
Battipali cingolati	3
Sollevatori	2
<b>TOTALE</b>	<b>10</b>

Dalla tabella si osserva che sono prevedibili circa 10 mezzi pesanti al giorno nei periodi di cantiere più intensi, che non incideranno in maniera significativa sulla qualità del deflusso veicolare attuale.

L'accesso al sito avverrà utilizzando l'esistente viabilità locale, che non necessita di aggiustamenti.

### 7.1.4 PRODUZIONE DI TERRE E ROCCE DA SCAVO E DI RIFIUTI

La fase di cantiere comporta la produzione di terre e rocce derivanti da operazioni di scavo.

Le terre derivate dalle attività di scotico e dalla realizzazione di scavi e fondazioni dovranno essere gestite conformemente al D.P.R. 120/2017; si prevede che siano prioritariamente riutilizzate in-situ (per reinterri e sistemazione del lotto) ai sensi dell'art. 185 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii..

Ai sensi dell'Art. 2, comma 1, lettera t)<sup>15</sup> del D.P.R. 120/2017, "Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo", il cantiere di cui trattasi è definito cantiere di piccole dimensioni, dovendosi trattare al suo interno una quantità stimata circa pari a ca. 1.180 m<sup>3</sup> di terre da scavo, come riportato nella tabella seguente:

Tabella 7.3 Stima dei volumi di scavo

	Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Profondità (m)	Superficie (m <sup>2</sup> )	Totale (m <sup>3</sup> )
Viabilità interna			0,1	1.950	195
Cavidotti BT	3.900	0,4	0,5	-	760
Cavidotto MT	380	0,5	1,0	-	190
Fondazioni skid di trasformazione	6,4 (x 2)	3 (x2)	0,3	-	12
Fondazioni cabine	13	3	0,6	-	23,4
<b>TOTALE</b>	-	-	-	-	<b>1.180,4</b>

<sup>15</sup> t) «cantiere di piccole dimensioni»: cantiere in cui sono prodotte terre e rocce da scavo in quantità non superiori a seimila metri cubi, calcolati dalle sezioni di progetto, nel corso di attività e interventi autorizzati in base alle norme vigenti, comprese quelle prodotte nel corso di attività o opere soggette a valutazione d'impatto ambientale o ad autorizzazione integrata ambientale di cui alla Parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Il campionamento dei terreni, per la loro caratterizzazione al fine di accertarne la non contaminazione ai fini dell'utilizzo allo stato naturale, sarà effettuato in fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell'inizio dei lavori, in accordo al "Piano preliminare di utilizzo" (cfr. **elaborato "Alta Capital GEOdr003 Piano prel utilizzo 00"**).

Ai fini di un'indagine conoscitiva preliminare dello stato di qualità della matrice "Suolo", sono stati prelevati n. 2 campioni (materiale escavato tra 0 e 1 m dal p. c. e tra 1 e 2 m dal p. c..) di terre e rocce per ciascun saggio eseguito (n. 1, 2 e 3) presso l'area di progetto, come documentato nella relazione "Indagine preliminare ambientale" (cfr. **elaborato "Alta Capital GEOdr002 Rel Ind Amb 00"**).

Tutti i valori di concentrazione risultano inferiori ai limiti definiti nella Tabella 1, colonna A "Siti ad uso verde pubblico, privato e residenziale", dell'allegato 5 alla parte IV del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

In cantiere verranno prodotti anche materiali di scarto comunemente derivati da attività edili (imballaggi, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, scarti e/o residui di materiali edili quali cemento, mattoni, legno, plastica, adesivi, impermeabilizzanti, pitture e vernici, ecc.) in quantità non determinabili a priori. Sebbene non sia possibile valutare preventivamente in modo attendibile la quantità e la tipologia di rifiuti prodotti nel cantiere, occorre garantire la corretta gestione di tali materiali, anche tenendo conto della potenziale pericolosità di alcuni di essi. Tutti i rifiuti prodotti in fase realizzativa dovranno essere raccolti separatamente, in funzione della tipologia, presso l'area di cantiere. In generale, dovrà comunque essere garantita la messa a disposizione di adeguate aree per il deposito temporaneo dei rifiuti prodotti, delle terre e rocce da scavo e di aree per lo stoccaggio di materie prime e apparecchiature. Il deposito temporaneo di rifiuti presso il cantiere (inteso come raggruppamento dei rifiuti effettuato, prima della raccolta, nel luogo in cui gli stessi sono prodotti) dovrà essere gestito in osservanza dell'art. 185-bis del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

#### **7.1.5 EFFETTI SU VEGETAZIONE, FLORA E FAUNA**

Come descritto al § 4.1, l'area di progetto si colloca in un'area attualmente coltivata a seminativo.

La fase di cantiere potrà determinare temporaneamente un disturbo locale per le lavorazioni rumorose e per la presenza antropica, che si esplica solamente nei confronti delle specie animali che, per natura, evitano l'uomo tenendosi a distanza. L'effetto varia al variare del livello di disturbo, della sensibilità ed elusività della specie considerata e della sua capacità di adattamento all'ambiente antropizzato. Come conseguenza del disturbo antropico, le specie animali tendono ad evitare la frequentazione di alcuni luoghi che talvolta possono essere importanti per l'alimentazione, la riproduzione o il riposo.

Si precisa che la realizzazione del progetto allo studio non intaccherà sistemi di siepi o specie arboree né tantomeno corsi d'acqua, vista l'importante funzione di corridoi ecologici per la fauna che essi svolgono.

## 7.2 FASE DI ESERCIZIO

### 7.2.1 IMPATTI SULLA QUALITÀ DELL'ARIA E SUL CLIMA

Le caratteristiche degli impatti sulla componente "Aria" riferibili alla realizzazione dell'intervento saranno differenti, per tipologia, entità e segno (positivi e/o negativi), in funzione delle fasi di vita dell'impianto nonché in relazione all'estensione dell'ambito oggetto di valutazione, potendosi questo ricondurre alla scala locale o a quella sovralocale.

Nel § 7.1.1 sono stati individuati e valutati i principali impatti associati alla fase costruttiva, rappresentati dalle potenziali emissioni di polveri e da traffico veicolare, associati all'operatività del cantiere.

In fase di esercizio l'impianto fotovoltaico, per sua natura, non comporta emissioni in atmosfera di nessun tipo e, quindi, non determina impatti sulla qualità dell'aria su scala locale. Dal punto di vista termico le temperature massime in gioco raggiungono valori non superiori a 60°C.

La tecnologia fotovoltaica consente di produrre energia elettrica senza ricorrere alla combustione di combustibili fossili, peculiare della generazione elettrica tradizionale (termoelettrica). Ne segue che l'impianto avrà un impatto positivo sulla qualità dell'aria, su scala sovralocale, in ragione della quantità di inquinanti non immessa nell'atmosfera.

Secondo i dati progettuali, la produzione prevista risulta pari 18.324 MWh/anno circa.

In Tabella 7.4 sono riportate le emissioni annue e totali evitate per merito dell'impianto fotovoltaico durante la sua fase di esercizio; per il calcolo si è fatto riferimento ai fattori di emissione specifici delle centrali termoelettriche nazionali relativi all'anno 2017 (Tabella 7.5) desunti dal Rapporto 303/2019 di ISPRA dal titolo "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei".

Tabella 7.4 Emissioni di inquinanti in atmosfera evitate (tonnellate)

Periodo di tempo	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	PM <sub>10</sub>
Emissioni evitate in 1 anno (t)	8.997	1,2	4,2	1,5	0,1
Emissioni evitate in 30 anni (t)	269.913	35	125	46	3

Tabella 7.5 Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi nel 2017 dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g/kWh) (Fonte: Rapporto ISPRA 2019)

Fattore di emissione specifico in g/kWh	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	PM <sub>10</sub>
	491	0,0636	0,2274	0,0838	0,0054

### 7.2.2 IMPATTI SULL'AMBIENTE IDRICO

L'area del futuro impianto fotovoltaico si estende per una superficie complessiva di circa 150.000 m<sup>2</sup> attualmente ad uso agricolo.

Nei pressi della zona in studio siano stati individuati dei corsi d'acqua episodici che, nella totalità dei casi, coincidono con quelli riportati nella cartografia I.G.M. (cfr. Figura 6.13). Tali corsi d'acqua di secondaria importanza si presentano sostanzialmente privi di acque correnti per periodi di tempo molto lunghi; il loro

alveo, almeno in prossimità della zona in studio è appena accennato, obliterato anche dalla intensa pratica agricola attuata in zona, presentando sezioni trasversali a “U” molto ampia e poco profonda; longitudinalmente le pendenze degli alvei sono quasi per nulla percepibili e gli stessi alvei presentano frequenti contropendenze. In ogni caso, la disamina dei dati acquisiti sul campo non ha evidenziato tracce di scorrimento recente delle acque di precipitazione meteorica in superficie.

Nelle vicinanze della zona in studio sono presenti aree ritenute a rischio o pericolose da un punto di vista idraulico ma non idrogeologico (dati aggiornati al 02/11/2021). Tali aree pericolose da un punto di vista idraulico sono state determinate lungo i corsi d’acqua più prossimi alla zona d’interesse progettuale, ma in ogni caso nessuna di esse la interessa direttamente; quanto a progetto, dunque, non rientra nelle more di applicazione degli artt. 7 “Interventi consentiti nelle aree ad alta pericolosità idraulica (A.P.)”, 8 “Interventi consentiti nelle aree a media pericolosità idraulica (M.P.)”, 9 “Interventi consentiti nelle aree a bassa pericolosità idraulica (B.P.)”, 13 “Interventi consentiti nelle aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (P.G.3)”, 14 “Interventi consentiti nelle aree a pericolosità geomorfologica elevata (P.G.2)” e, infine, 15 “Aree a pericolosità geomorfologica media e moderata (P.G.1)”.

Essendo i corsi d’acqua presenti nei dintorni già studiati dal Distretto Idrografico dell’Appennino Meridionale, già autorità di Bacino della Puglia, quanto prescritto dagli artt. 6 “Alveo fluviale in modellamento attivo ed aree golenali” e 10 “Disciplina delle fasce di pertinenza fluviale” delle Norme di Attuazione del P.A.I. della Puglia non trova applicazione.

### 7.2.3 IMPATTI SU SUOLO E SOTTOSUOLO

La superficie posta al di sotto dei pannelli fotovoltaici che costituiranno l’impianto non subirà grosse modifiche per quanto concerne il suo utilizzo; infatti, il progetto proposto prevede che tutta l’area dell’impianto sia coltivata e non lasciata ad incolto: la “manutenzione” del suolo e della vegetazione, sarà, dunque, costante e continua, preservandone, se non addirittura aumentandone, il potere evapotraspirativo.

L’impatto generale per l’occupazione di suolo viene quindi considerato poco significativo per i seguenti motivi:

- l’impermeabilizzazione del substrato agricolo sarà ridotta al minimo;
- nelle aree libere comprese tra le file dei pannelli fotovoltaici saranno impiantate specie arbustive autoctone tipiche dell’area mediterranea;
- l’area sottesa ai moduli fotovoltaici resterà libera e tutta la superficie occupata dall’impianto sarà inerbita con specie erbacee prative; potrà così attrarre specie faunistiche di dimensioni anche medio-piccole alla quali risulterà possibile l’accesso nell’area recintata attraverso adeguate aperture.

La situazione idraulica, di per sé, è già sostanzialmente buona, poiché, come già accennato in precedenza, il suolo ha costituzione granulometrica prevalentemente sabbiosa, con buona capacità di immagazzinamento temporaneo e di evapotraspirazione delle acque di pioggia; a conferma di ciò vi sono le già citate evidenze della mancanza di zone di ristagno o di scorrimento concentrato o diffuso delle acque di precipitazione meteorica.

Come riportato nella “Relazione tecnica di compatibilità idraulica” (cfr. **elaborato “Alta capitale Idr001 Rel Idraulica 00”**), la disamina dei dati cartografici a disposizione, unitamente alla verifica effettuata in loco ha messo in evidenza che l’area d’interesse progettuale si pone in condizione di sicurezza idraulica ed idrogeologica. Sulla scorta delle verifiche effettuate si ritiene che non vi siano motivi ostativi, di carattere idraulico e/o idrogeologico, che possano pregiudicare la fattibilità di quanto a progetto entro l’area d’interesse.

Per la fase di esercizio dell’impianto fotovoltaico va considerato che la produzione di energia elettrica attraverso i moduli fotovoltaici non avviene attraverso l’utilizzo di sostanze liquide che potrebbero sversarsi (anche accidentalmente) sul suolo e quindi esserne assorbite.

Le uniche operazioni che potrebbero in qualche modo arrecare impatti minimali all’ambiente idrico sono:

- lavaggio dei moduli solari fotovoltaici, attività che viene svolta solo sporadicamente;
- eventuale sversamento accidentale di olio minerale dai trasformatori.

Il servizio di pulizia periodica dei pannelli dell’impianto dallo sporco accumulatosi nel tempo sulle superfici captanti sarà affidato a ditte specializzate nel settore. L’acqua utilizzata per la manutenzione (circa 2 l/m<sup>2</sup> di superficie del pannello) sarà fornita da ditte esterne a mezzo di autobotti, trainate da trattori e riempite con acqua condottata, eliminando la necessità di realizzare pozzi per il prelievo diretto in falda e razionalizzando dunque lo sfruttamento della risorsa idrica.

Le operazioni di pulizia periodica dei pannelli saranno effettuate a mezzo di idropultrici a lancia, sfruttando soltanto l’azione meccanica dell’acqua in pressione e non prevedendo l’utilizzo di detersivi o altre sostanze chimiche. Le acque di lavaggio dei pannelli saranno riassorbite dal terreno sottostante, senza creare fenomeni di erosione concentrata vista la larga periodicità e la modesta entità dei lavaggi stessi. Pertanto, tali operazioni non presentano alcun rischio di contaminazione delle acque e dei suoli.

Le apparecchiature di trasformazione contenenti olio dielettrico minerale saranno installate su idonee vasche o pozzetti di contenimento, in modo che gli eventuali sversamenti vengano intercettati e contenuti in loco senza disperdersi nell’ambiente.

#### **7.2.4 EMISSIONI ACUSTICHE**

L’impianto fotovoltaico non è un impianto nel complesso rumoroso; le uniche fonti di rumore a regime, funzionanti solo in periodo di riferimento diurno (06-22), saranno rappresentate da:

- n. 1 inverter HUAWEI SUN 2000-185KTL-H1 (LpA ≤ 65 dB);
- n. 49 inverter HUAWEI SUN 2000-215KTL-H0 (LpA≤65 dB);
- n. 2 skid di trasformazione MT/BT ciascuno composto da n. 1 trafo per un totale di n. 2 trafo (LWA=80 dB).

Nel Comune di Taranto, non essendovi ancora una zonizzazione acustica approvata, si applicano i limiti assoluti di accettabilità di cui all’art. 6 comma 1 del D.P.C.M. 1/3/1991, come stabilito all’art. 8 comma 1 del D.P.C.M. 14/11/1997. Nel caso in esame, le aree in oggetto esame non sono classificate come “Zona A”, “Zona B” o “Zona esclusivamente industriale”; pertanto il limite da rispettare, relativo a “Tutto il territorio nazionale”, è di 70 dB durante il periodo diurno.

Dalla valutazione previsionale di impatto acustico (cfr. **elaborato “Alta capital AMBdr002 Prev ACU 00”**), a seguito delle misure e analisi svolte, si evince come il livello di rumore delle apparecchiature sia del tutto ininfluenza sul rumore totale. Si riepilogano nella seguente Tabella 7.6 le differenze tra i livelli sonori assoluti riscontrati tra lo stato di fatto e lo stato di progetto, da cui è possibile notare che si avranno solo lievi aumenti della rumorosità (compresi tra 0.0 dBA e 0.4 dBA) dovuti all’installazione delle nuove sorgenti sonore.

Si ritiene perciò siano rispettate le condizioni acustiche previste dalla normativa vigente al fine di ottenere il rilascio delle autorizzazioni richieste.

Tabella 7.6. Differenza tra i livelli sonori assoluti dello stato di fatto e dello stato di progetto

Punto di verifica	LAeq (dB) limite	L <sub>Aeq,TR</sub> (dBA) Diurno		Δ (dBA)
		Stato di fatto	Stato di progetto	
P1	70	66,5	66,5	± 0,0
P2	70	66,5	66,5	± 0,0
P3	70	58,6	58,6	± 0,0
P4	70	58,6	58,6	± 0,0
P5	70	43,1	43,4	+ 0,3
P6	70	43,1	43,4	+ 0,3
P7	70	41,1	41,5	+ 0,4
P8	70	41,1	41,4	+ 0,3

### 7.2.5 TRAFFICO VEICOLARE INDOTTO

In fase di esercizio si prevede unicamente l’accesso di mezzi per le attività di manutenzione dell’impianto fotovoltaico, che di norma saranno effettuate con cadenza semestrale. Si stima, in particolare, l’utilizzo dei seguenti mezzi:

- n. 2 mezzi (camioncini) per la manutenzione ordinaria;
- n. 1 mezzo (trattore) per il lavaggio dei pannelli.

### 7.2.6 CAMPI ELETTROMAGNETICI

Dal punto di vista fisico le onde elettromagnetiche sono un fenomeno “unitario”, cioè i campi e gli effetti che producono si basano su principi del tutto uguali; la grandezza che li caratterizza è la frequenza.

In base ad essa è di particolare rilevanza, per i diversi effetti biologici che ne derivano e quindi per la tutela della salute, la suddivisione in:

- radiazioni ionizzanti, ossia le onde con frequenza altissima, superiore a 3 milioni di GHz, e dotate di energia sufficiente per ionizzare la materia;
- radiazioni non ionizzanti (NIR), ovvero le onde con frequenza inferiore a 3 milioni di GHz, che non trasportano un quantitativo di energia sufficiente a ionizzare la materia.

All'interno delle radiazioni non ionizzanti si adotta una ulteriore distinzione in base alla frequenza di emissione:

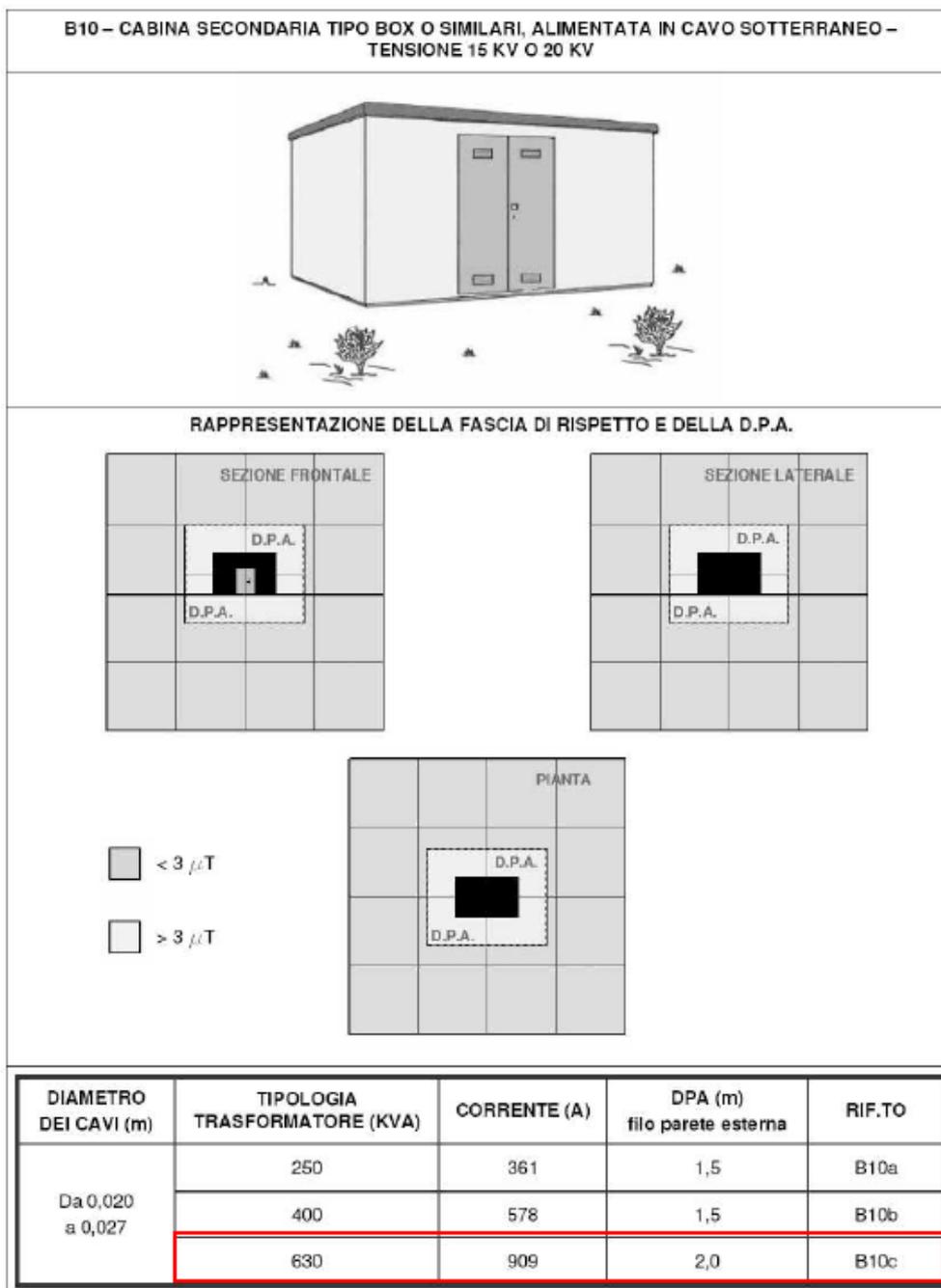
- campi elettromagnetici a bassa frequenza o ELF:  
(0 - 300 Hz), le cui sorgenti più comuni comprendono ad esempio gli elettrodotti e le cabine, gli elettrodomestici, i computer.
- campi elettromagnetici ad alta frequenza o a radiofrequenza RF:  
(300 Hz - 300 GHz), le cui sorgenti principali sono i radar, gli impianti di telecomunicazione, i telefoni cellulari e le loro stazioni radio base.

Nella fase di esercizio gli impatti dal punto di vista dei campi elettromagnetici sono dovuti alle seguenti apparecchiature elettriche:

- **Cabina di consegna e trasformazione:**

nella nuova cabina di consegna a progetto si ipotizza, in via cautelativa, l'installazione da parte di e-distribuzione S.p.A. di un trasformatore MT/BT (20.000/400 V) di potenza nominale pari a 630 kVA. Ai sensi di quanto previsto dal D.M. 29 maggio 2008 e facendo riferimento alla "Linea Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08" di e-distribuzione, la Distanza di Prima Approssimazione (D.P.A.) per la cabina di consegna e trasformazione risulta essere pari a 2 m.

Per quanto riguarda le DPA di cui sopra si precisa che all'interno delle fasce di rispetto indicate non è presente alcun edificio ad uso residenziale, scolastico, sanitario ovvero ad uso che comporti una permanenza non inferiore alle quattro ore, in quanto l'area è destinata dal P.R.G. del Comune di Taranto a "Zona verde di rispetto" e "zona verde agricolo di tipo B".

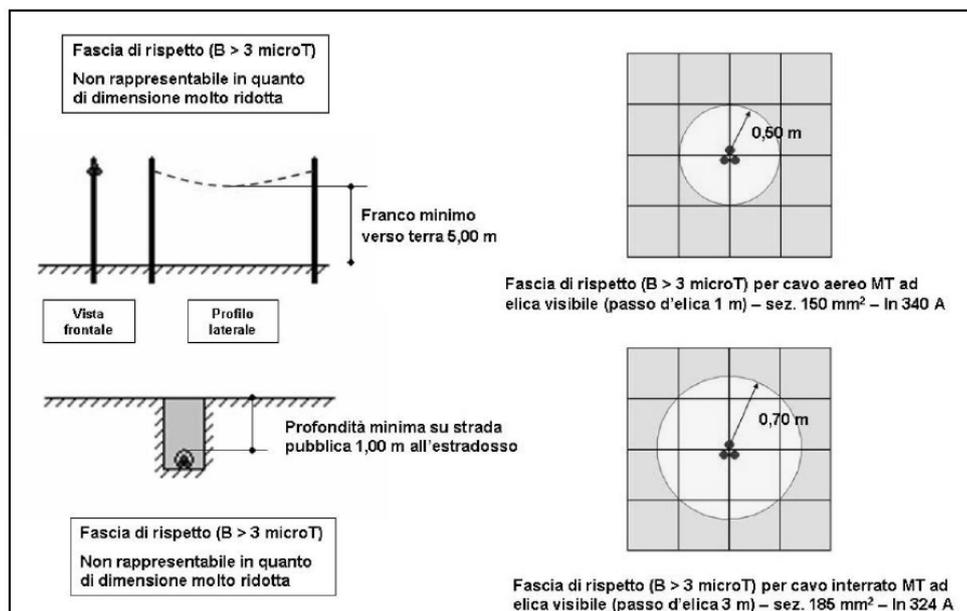


- **Linea MT interrata e aerea:**

Per la posa interrata e per la posa aerea il cavo utilizzato sarà di tipo tripolare ad elica visibile, con conduttori in alluminio isolati in polietilene reticolato e schermo in alluminio. Si ricorda che tale tipologia di posa (linee in MT in cavo cordato ad elica, interrato o aeree) risulta esclusa da quelle per cui è necessario eseguire il calcolo della DPA ai sensi dell'Allegato al D.M. 29 maggio 2008 (§ 3.2), in quanto la relativa fascia di rispetto ha un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal D.M. 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i.

Per quanto riguarda le DPA sottoindicate si precisa che all'interno delle fasce di rispetto indicate non è presente alcun edificio ad uso residenziale, scolastico, sanitario ovvero ad uso che comporti una

permanenza non inferiore alle quattro ore, in quanto le aree sono destinate dal P.R.G. del Comune di Taranto a “Zona verde di rispetto” e “zona verde agricolo di tipo B”.



### 7.2.7 IMPATTO PAESAGGISTICO

La principale caratteristica dell'impatto paesaggistico di un impianto fotovoltaico a terra è determinata dall'intrusione visiva dei pannelli nell'orizzonte di un generico osservatore.

In base allo studio condotto è risultato che per il suddetto impianto fotovoltaico non vi sono particolari elementi percettivi che possano alterare l'equilibrio naturalistico territoriale in quanto l'altezza degli impianti è fortemente limitata dalla morfologia pianeggiante del terreno.

Le caratteristiche costruttive dei pannelli, la loro disposizione in stringhe sul terreno e le caratteristiche dei diversi manufatti che compongono l'impianto permettono una configurazione equilibrata sotto il profilo geometrico, aspetto che risulta di particolare importanza soprattutto per i soggetti che percorrono le strade limitrofe o per i soggetti che vivono costantemente in prossimità dell'impianto (anche se nel caso in esame non ci sono edifici abitati nell'immediato intorno).

Il sito prescelto risulta piuttosto distante dal centro abitato di Taranto, che si sviluppa a 8 km di distanza in direzione Nord-Ovest, e dal centro abitato di Faggiano che si trova a oltre 1 km in direzione Est. L'area limitrofa a quella d'interesse si presenta poco o nulla urbanizzata e parcellizzata dall'attività agricola.

Nelle immediate vicinanze, a circa 100 m di distanza (quindi esternamente alla fascia di rispetto), è presente un bene paesaggistico tutelato rappresentato dalla Masseria Troccoli, attualmente in evidente stato di abbandono e degrado. Non sono presenti strade panoramiche nelle vicinanze del sito oggetto dell'intervento.

Nelle vicinanze dell'area oggetto del presente studio affiorano anche diverse formazioni, rappresentate, dal basso verso l'alto della successione stratigrafica, dalla Calcarenite di Gravina, dalle Calcareniti di M. Castiglione e dai Depositi lagunari e palustri. In particolare, l'area in studio si pone in corrispondenza di

affioramenti ascrivibili alle Calcareniti di M. Castiglione, sebbene a qualche metro di profondità vi siano litotipi argillosi ascrivibili alle Argille del Bradano, non presenti localmente in affioramento. Le Calcareniti di M. Castiglione sono costituite generalmente da calcareniti grossolane, compatte o friabili, che rappresentano la chiusura del ciclo sedimentario iniziato con le Calcareniti di Gravina; entro la zona d'interesse e nelle sue vicinanze mostrano un colore grigio-giallastro chiaro con stratificazione ben evidente (caratteristiche desunte dai ciottoli e dai blocchi visibili entro il suolo agrario della zona in studio); tali depositi sono tipicamente terrazzati e localmente è possibile distinguere fino a undici ordini di terrazzi. Come descritto al § 4.2.7, il progetto in esame si compone delle seguenti azioni di carattere agro-ambientale:

- azione 1: impianto di un arboreto da frutto costituito da piante di arancio da realizzare nell'area di rispetto dell'impianto di produzione dell'energia (lati Ovest e Sud-Ovest);
- azione 2: impianto di specie arbustive mellifere da realizzare tra le file dei pannelli fotovoltaici (rosmarino, lavanda, timo);
- azione 3: impianto lineare di specie arboree ed arbustive tipiche della macchia mediterranea (Corbezzolo, Mirto, Rosmarino, Lentisco) da allocare lungo la recinzione dell'impianto di produzione di energia e lungo il lato dell'aranceto confinante con la strada provinciale,
- azione 4: inerbimento di tutta la superficie interessata dall'impianto fotovoltaico attraverso la semina di specie erbacee a vocazione mellifera quali: trifoglio, sulla e coriandolo;
- azione 5: costruzione di un muretto a secco di pietra calcarea da realizzare a confine con l'area vincolata;
- azione 6: installazione degli apiari.

Come enunciato in precedenza, obiettivo principale del progetto agronomico è quello di creare un ambiente ove le api possano trovare polline per produrre miele e altri prodotti alimentari legati. A tal fine, sia le specie di interesse agrario e sia quelle a maggior vocazione forestale sono state scelte sulla base dei seguenti criteri:

- avere una prolungata ed abbondante fioritura e produzione di polline/nettare, al fine di consentire per gran parte dell'anno la nutrizione delle api;
- avere fioriture diversificate e "scalari" durante l'anno;
- essere specie di interesse agrario e/o forestale autoctone e/o naturalizzate nel contesto territoriale ed ecosistemico della zona;
- essere specie perfettamente adattate alle condizioni edafiche ed al contesto territoriale di intervento.

Tutte le azioni del progetto agrario e di mitigazione degli impatti ambientali-paesaggistici sono cartograficamente rappresentate nell'elaborato cartografico dedicato (cfr. **elaborato "Alta Capital AMBd003 Mitigazione ambientale 00"**).

Allo scopo di assolvere ad una funzione di reinserimento visivo, per quanto possibile pronto-effetto, saranno messi a dimora esemplari arborei con altezza variabile da 1 a 2 metri, a seconda della disponibilità dei vivai di provenienza.

Si evidenzia, infine, che le siepi e l'arboreto dovranno comunque essere governati, al fine di evitare eventuali ombreggiamenti nei confronti delle strutture adiacenti; l'altezza massima non dovrà essere superiore a 4 metri. Durante la fase di esercizio dell'opera sarà svolta una regolare attività di manutenzione del verde. Infatti, sebbene le composizioni previste avranno caratteristiche idonee alla messa a dimora nel sito la manutenzione sarà rivolta all'affermazione delle essenze, sia al contenimento delle specie esotiche e, più in generale, a ridurre la possibilità di inquinamento floristico.

Al fine di rappresentare adeguatamente le condizioni di futura visibilità dell'impianto si è proceduto a realizzare fotosimulazioni di inserimento paesistico delle opere rispetto ad alcuni punti di vista ritenuti significativi ai fini della presente analisi.

Nell'ortofoto seguente sono indicati alcuni punti di vista ritenuti più sensibili, che sono stati individuati per l'analisi dell'impatto visivo cumulativo e che sono rappresentati dalla rete stradale principale confinante con sito di progetto (S.P. 109 e S.P. 107).

Dai foto-inserimenti realistici sottoriportati si evince che l'impianto sarà efficacemente mascherato alla vista di chi frequenta i luoghi. Viste l'ubicazione dell'impianto in area pianeggiante e l'altezza contenuta dei moduli, lo skyline attuale non verrà modificato per cui continueranno a emergere gli elementi verticali rappresentati dalla limitrofa zona collinare Faggiano-San Giorgio Jonico.



Figura 7.1 Ortofoto con individuazione dei punti di ripresa per le fotosimulazioni

***Ante-operam***



***Post-operam***



Figura 7.2 Visuale n. 1 dell'area di progetto in prossimità della Masseria Troccoli: stato ante-operam e post-operam

**Ante-operam**



**Post-operam**



Figura 7.3 Visuale n. 2 dell'area di progetto in corrispondenza dell'incrocio della S.P. 107 e S.P. 109: stato ante-operam e post-operam

***Ante-operam***



***Post-operam***



Figura 7.4 Visuale n. 3 dell'area di progetto nei pressi della S.P. 109: stato ante-operam e post-operam

Per quanto riguarda l'impatto visivo l'elettrodotto (interrato all'interno del lotto e aereo all'esterno) di collegamento in MT tra la cabina di consegna e la cabina primaria AT/MT "ROCCAFORZATA CP", si precisa che il suo tracciato è stato studiato cercando in particolare di:

- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- ridurre il più possibile l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico ed archeologico (a tal riguardo è stata adottata la soluzione interrata all'interno dell'area del lotto essendo prospiciente alla Masseria Troccoli);
- utilizzare tecniche non invasive e evitare l'attraversamento della Pineta di Faggiano;
- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio (a tal fine si è cercato di seguire il più possibile il tracciato delle strade pubbliche);
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

Per l'analisi delle modificazioni più significative effettuate in relazione al tipo di contesto territoriale ed al tipo di progetto proposto, si rimanda alle valutazioni contenute nella Relazione paesaggistica allegata (cfr. elaborato "Alta Capital AMBdr003 Rel PAES 00").

#### **7.2.8 IMPATTI SU FLORA E FAUNA**

Dall'analisi del contesto territoriale relativo alla tutela della biodiversità e degli ecosistemi emerge che l'impianto in progetto si inserisce in un'area ad elevata vocazione agricola e con scarsa presenza di elementi di naturalità.

Durante la fase di esercizio non è prevedibile alcun danneggiamento alla vegetazione o disturbo alla fauna. Infatti, non saranno generate emissioni gassose (a meno di quelle degli autoveicoli per il trasporto delle poche unità di personale di manutenzione e controllo dell'impianto, che possono essere considerati trascurabili), né polveri in atmosfera. Le attività di progetto che potrebbero generare un impatto sulla fauna sono riferibili alla presenza delle strutture e alla presenza di luci. In fase di esercizio, inoltre, non si prevede incremento delle emissioni sonore tale da arrecare disturbo alla fauna.

La recinzione perimetrale, oltre alla presenza di cancelli di ingresso, sarà dotata di piccole aperture per consentire il passaggio di piccoli animali e selvaggina presente sul territorio.

Per quanto concerne il sistema di illuminazione, che spesso costituisce un disturbo per le specie soprattutto in fase di riproduzione, si segnala che sarà limitato all'area dell'impianto, contenuto al minimo indispensabile e mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.

Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, ad evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o a richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni.

Gli unici impatti potrebbero essere determinati da effetti di specchiamento o abbagliamento sulle specie mentre svolgono spostamenti migratori stagionali e giornalieri. Visto che il vetro e la superficie frontale

delle celle dei moduli FV scelti sono sottoposti a un trattamento antiriflesso grazie al quale penetra più luce nelle celle e ne viene riflessa conseguentemente di meno, è possibile tuttavia escludere tale perturbazione.

Si fa, infine, presente che le alberature schermanti previste saranno strutturate in modo da incrementare la complessità ambientale, creando nuove fasce ecotonali. Le essenze utilizzate costituiranno nuclei vegetazionali di piante autoctone adatte alle caratteristiche pedo-climatiche del luogo e potranno svolgere un ruolo ambientale ed ecologico per il mantenimento della biodiversità.

### 7.2.9 SALUTE PUBBLICA

In merito a tutti gli aspetti considerati (ognuno con una trattazione specifica) si è evidenziato che l'installazione dell'impianto fotovoltaico non presenta un rischio aggiuntivo per l'incolumità pubblica, come di seguito riepilogato.

- Il generatore fotovoltaico dal punto di vista acustico non può considerarsi un impianto rumoroso e le principali fonti di rumore a regime sono i n. 2 skid di trasformazione MT/BT costituite dall'insieme dei conduttori, apparecchiature e macchine atte alla trasformazione della tensione, fornita dalla rete di distribuzione a media tensione, ai valori di tensione per l'alimentazione delle linee in bassa tensione. Dalla previsione di impatto acustico, risulta che il rumore emesso risulta trascurabile.
- Per quanto concerne l'inquinamento elettromagnetico, le uniche radiazioni associabili a questo tipo di impianti sono le radiazioni non ionizzanti costituite dai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza (50 Hz), prodotti rispettivamente dalla tensione di esercizio degli elettrodotti e dalla corrente che li percorre. Tale tipologia di posa (linee in MT in cavo cordato ad elica, interrato o aereo) risulta esclusa da quelle per cui è necessario eseguire il calcolo della DPA ai sensi dell'allegato al D.M. 29 maggio 2008, in quanto la relativa fascia di rispetto ha un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal D.M. 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i.

Considerando che nelle cabine di trasformazione e nella cabina di consegna non è prevista la presenza stabile di persone e che l'intera area dell'impianto fotovoltaico sarà racchiusa all'interno di una recinzione metallica che impedisce l'ingresso di personale non autorizzato, si può escludere pericolo per la salute umana.

- Si evidenzia che gli impianti fotovoltaici non rientrano di per sé tra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi, ai sensi del D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151 *“Regolamento recante semplificazioni della Disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'Articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n.78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 Luglio 2010, n.122”*.

Quanto sopra è una premessa necessaria per far notare che gli impianti fotovoltaici, se progettati secondo la regola dell'arte, nel rispetto delle prescrizioni normative, mantenuti in esercizio seguendo gli standard previsti dai costruttori e condotti secondo protocolli di sicurezza ormai ben standardizzati, non presentano un pericolo di incendio rilevante per l'ambiente circostante.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato secondo le normative tecniche, a regola d'arte e come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal D. Lgs. 81/2008 "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro".

Le caratteristiche dell'impianto e dei suoi componenti dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni delle Autorità locali, comprese quelle dei Vigili del fuoco;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda distributrice dell'energia elettrica;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda di telecomunicazioni;
- alle norme CEI/IEC.

### **7.3 FASE DI DISMISSIONE**

L'impianto fotovoltaico in progetto sarà realizzato alterando il meno possibile lo stato dei luoghi.

I lavori civili per la realizzazione della viabilità interna per la manutenzione sono stati pensati per ridurre al minimo le quantità di materiale di scavo e di riporto, i locali tecnici, comprese le loro fondazioni, sono realizzati totalmente con il sistema della prefabbricazione che permette il completo smontaggio e trasporto in discarica una volta dismesse.

Le strutture di sostegno dei pannelli, infisse nel terreno, potranno essere estratte e conferite presso ditte specializzate che si occupano del recupero di materiali ferrosi. Tale sistema permetterà un veloce e totale ripristino dello stato dei luoghi. Inoltre, essendo i principali componenti del generatore fotovoltaico silicio, rame, acciaio, vetro e materiale plastico, circa il 90-95% dello stesso potrà essere recuperato conseguendo così un apprezzabile ritorno economico e un maggior grado di eco-compatibilità del complesso dell'intervento.

Si descrive brevemente di seguito la destinazione delle varie tipologie di materiali in fase di dismissione dell'impianto.

#### Moduli fotovoltaici

Il materiale presente in maniera predominante nell'impianto è costituito da quanto compone i moduli fotovoltaici di silicio policristallino. Questi verranno smontati dalle strutture di supporto ed inviati al processo di recupero/smaltimento.

#### Sistemi di supporto

Una volta rimossi i pannelli fotovoltaici, rimangono le strutture di supporto spoglie, realizzate in materiale metallico; si procede quindi alla loro rimozione, avviandole poi alle aziende che raccolgono i materiali ferrosi per la loro fusione. Le diverse tipologie di materiali metallici saranno suddivise in fase di rimozione.

#### Cavi elettrici

Tutti i cavi elettrici verranno scollegati dalle apparecchiature elettriche (pannelli, quadri elettrici, inverter, trasformatori, ecc.), sfilati dai cunicoli e conferiti al processo di recupero del rame che prevede di eliminarne la guaina isolante per recuperare il prezioso metallo.

#### Quadri elettrici, cassette ed apparecchiature di conversione

I quadri elettrici in BT e gli inverter verranno rimossi dalla cabina elettrica, inviati al processo di recupero che prevede di recuperare le parti metalliche della carpenteria per il loro riciclo; anche le apparecchiature elettromeccaniche verranno inviate al processo di recupero/smaltimento.

Le cassette di parallelo stringa (in materiale plastico) in campo verranno smontate, svuotate dei loro componenti elettromeccanici e inviate al processo di riciclaggio della plastica.

#### Trasformatori

I trasformatori potranno essere venduti a società che ne eseguiranno la revisione completa e successivamente potranno essere riutilizzati.

#### Opere civili

Le seguenti opere civili saranno mantenute, senza abatterle o rimuoverle:

- la cabina elettrica di consegna, contenente i locali di uso esclusivo di e-distribuzione, i quali consentono l'allacciamento alla linea elettrica MT di distribuzione. I locali a uso esclusivo del titolare dell'impianto verranno svuotati delle apparecchiature e rimarranno vuoti;
- le opere di mitigazione ambientale.

I cavidotti saranno rimossi, togliendo dal terreno i tubi corrugati che verranno inviati al processo di recupero/smaltimento, demolendo i pozzetti ed inviando i rifiuti da demolizione a recupero/smaltimento.

Gli impatti previsti per la fase di dismissione sono analoghi a quelli individuati al § 7.1 per la fase di cantiere (seppur con tempi più ridotti rispetto a quest'ultima).

## **7.4 VALUTAZIONE DI IMPATTI CUMULATIVI**

L'estensione complessiva dell'area, quale sommatoria delle particelle catastali, è pari a circa 20 Ha; l'impianto ha una potenza nominale complessiva, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici, pari a 10.003,5 kWp, e occupa una superficie di circa 15 Ha.

La "valutazione di impatti cumulativi" è sviluppata in virtù del fatto che l'impianto proposto, considerato in un contesto unitario, può anche non indurre impatti "significativi"; lo stesso, però, in un contesto territoriale ove sussistono in adiacenza altri impianti di simile tecnologia, può produrre "effetti" che possono accelerare il processo di saturazione della così detta "ricettività ambientale di un territorio".

Pur nella richiesta autorizzativa di un singolo impianto di dimensioni limitate e, se pur non previsto specificatamente dalle normative in essere, in presenza di ulteriori singoli impianti è necessario sviluppare le valutazioni inerenti la richiamata "ricettività ambientale", al fine di evitare che la sovrapposizione di "effetti" instauri condizioni di "insostenibilità ambientale". È del tutto evidente che la "ricettività ambientale" è direttamente connessa a particolari componenti e condizioni ambientali e/o di vincolo, che ne determinano l'"impronta ecologica" nel tempo.

In merito agli "impatti cumulativi" di impianti alimentati da fonti rinnovabili, la normativa nazionale di cui al comma 3, art. 4 del D. Lgs. 28/2011 e ss.mm.i., consente l'uso della facoltà, da parte delle Regioni, di disciplinare i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti localizzati nella medesima area o in aree contigue, sia da valutare in termini "cumulativi" nell'ambito delle procedure di valutazione di impatto ambientale. La Regione Puglia, congiuntamente ad ARPA Puglia, ha ritenuto

opportuno attivare la richiamata “*facoltà*” e con R.R. n. 24/2010, D.G.R. n. 2122 del 23/10/2012, D.D. Ecologia 162/2014 e DGR 3029/2010 ha fornito due “*criteri*” (espletati nel prossimo paragrafo) di controllo della possibilità che la “*qualità ambientale*” dell’area d’imposta possa peggiorare nel tempo; tutto ciò rimane, comunque, in ambito di una normativa regionale, non essendoci “*vincoli*” quantitativi di riferimento nazionale e comunitario.

Si ritiene, comunque e come affermato dalla stessa ARPA Puglia che, ove l’impianto che si intende realizzare non dovesse essere coerente con i richiamati “*criteri*”, ciò non possa essere considerato come del tutto “*escludente*” dalla richiesta autorizzativa ma che siano adeguatamente valutati i termini di “*mitigazione*” previsti onde ridurre e/o annullare i potenziali effetti negativi. Tale posizione di ARPA Puglia appare del tutto condivisibile in quanto i singoli impianti, progettati in un determinato contesto territoriale ed ambientale, si differenziano in funzione di tutta una serie di parametri che sono funzione delle dimensioni, della tipologia dei pannelli, dalla sensibilità ecologica, ecc. e, come tali, presentano una “*impronta*” differente, anche in funzione di quanto previsto per la loro “*mitigazione*”. Si ritiene pertanto che, per un impianto nuovo di tipo agro-voltaico, che si inserisce in un territorio già interessato da altri impianti e quindi in un contesto di “*sensibilità*” ecologica che presenta una determinata “*impronta*”, questo impianto integrato con l’attività agricola, pur non rispondendo pedissequamente ai due “*criteri*” proposti da ARPA e dalla Regione Puglia, ove caratterizzato da misure di “*mitigazione*” adeguate e relativa alle varie componenti, possa essere considerato non eccedente la “*ricettività ambientale*” del territorio nel quale si va ad insediare.

#### **7.4.1 LE PROCEDURE DI VALUTAZIONE**

Con la D.G.R. n. 2122 del 23 ottobre 2012 e successivo Atto Dirigenziale n. 162 del 6 giugno 2014, la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi per la valutazione degli impatti cumulativi degli impianti a fonti rinnovabili (FER) nelle procedure di valutazione di impatto ambientale.

Per “*impatti cumulativi*” si intendono quegli impatti (positivi o negativi, diretti o indiretti, a lungo e a breve termine) derivanti da una pluralità di attività all’interno di un’area o regione, ciascuno dei quali potrebbe non risultare significativo se considerato nella singolarità.

Il “*dominio*” degli impianti che determinano gli impatti è definito da tre famiglie di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili:

- FER in A: impianti sottoposti ad AU ma non a verifica di VIA, vengono considerati quelli già dotati di titolo autorizzativo alla costruzione ed esercizio;
- FER in B: impianti sottoposti a VIA o verifica di VIA, vengono considerati quelli provvisti anche solo di titolo di compatibilità ambientale;
- FER in S: impianti per i quali non è richiesta neppure l’AU, vengono considerati gli impianti per i quali sono già iniziati i lavori di realizzazione.

La D.G.R. 2122/2012 individua gli ambiti tematici che devono essere valutati e considerati al fine di individuare gli impatti cumulativi che insistono su un dato territorio:

- tema I: impatto visivo cumulativo;
- tema II: impatto su patrimonio culturale e identitario;

- tema III: tutela della biodiversità e degli ecosistemi;
- tema IV: impatto acustico cumulativo;
- tema V: impatti cumulativi su suolo e sottosuolo.

Per ciascun tema è stata effettuata una valutazione degli impatti cumulativi, come di seguito descritto.

#### **7.4.2 TEMA I: IMPATTO VISIVO CUMULATIVO E TEMA II: IMPATTO SU PATRIMONIO CULTURALE E IDENTITARIO**

All'interno del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Puglia, l'area è situata nell'ambito paesaggistico n. 8 "Arco ionico tarantino" e, più precisamente, nella figura territoriale e paesaggistica 8.1 "L'anfiteatro e la piana tarantina".

L'area vasta nella quale si colloca l'intervento rientra in un contesto geomorfologico caratterizzato dalle aree pianeggianti che costituiscono un tavolato lievemente degradante verso il mare, interrotto da terrazzi più o meno rilevati.

Al fine di ottenere un inserimento paesaggistico non invasivo sul territorio risulta indispensabile valutare attentamente la disposizione, il disegno, i materiali dell'intero impianto e la sistemazione delle aree a contorno, che intende valorizzare le preesistenze. Risulta inoltre importante rispettare la maglia dei territori agricoli precedenti alla realizzazione dell'impianto, il reticolo idrografico e la viabilità interpoderale esistente.

Il progetto in esame rispetta il disegno del paesaggio agrario e non modifica né il reticolo idrografico né la viabilità interpoderale preesistente. Per una valutazione complessiva degli impatti visivi prodotti dal progetto si rimanda alla "Relazione paesaggistica" (cfr. **elaborato "Alta Capital AMBdr003 Rel PAES 00"**), dove viene analizzato lo stato di fatto di beni materiali, del patrimonio culturale, del paesaggio e gli impatti che vengono prodotti sugli stessi. È stata, inoltre, condotta una verifica dell'impatto cumulativo indotta dal progetto in esame con riferimento a ciascuna delle Invarianti Strutturali individuate per l'ambito n. 8, dalle criticità e dalle regole di salvaguardia individuate nello stesso PPTR per ciascuna di esse.

Al § 3.2.1.C del presente studio è stata analizzata l'area dell'impianto e quella circostante con lo scopo di individuare le componenti culturali e visivo-percettive utili ad una valutazione dell'effetto cumulato.

Dall'analisi è emerso in sintesi che (cfr. Figura 7.5):

- nel territorio circostante sono presenti alcune masserie; si segnala in particolare che nelle immediate vicinanze, al di là della S.P. 107, è presente la Masseria Troccoli, la quale è indicata come sito storico culturale (la cui fascia di rispetto rientra nelle aree a disponibilità della ditta proponente, ma l'impianto fotovoltaico è esterno a tale area);
- a circa 1,3 si sviluppa, in direzione Est, il centro storico di Faggiano;
- a Est, a circa 1,5 km di distanza dal perimetro dell'impianto in progetto, si trova la zona collinare Faggiano-San Giorgio Jonico ricadente nei comuni di San Giorgio Jonico, Faggiano, Roccaforzata, che è stata dichiarata di notevole interesse pubblico in quanto caratterizzata dalla presenza di una folta pineta, godibile da numerose strade pubbliche;
- nelle immediate vicinanze non sono presenti strade panoramiche; il futuro impianto dista circa 1,3 km dalla strada a valenza paesaggistica S.P. 111, che si trova a sud.

Dal perimetro dell'impianto risultano visibili alcuni di questi elementi, come la zona collinare, nonché alcuni beni di rilevanza storica, in particolare la Masseria Troccoli ad oggi in stato di completo abbandono. La tipologia delle opere in progetto non entrerà ad ogni modo in conflitto con tali testimonianze, poiché l'impianto sarà realizzato in un'area priva di vincoli.

Va inoltre specificato che, rispetto ad esempio ad un impianto eolico, dove l'impatto percettivo sulla visuale paesaggistica è dato dagli aerogeneratori che si sviluppano in altezza e risultano ben visibili da diverse centinaia di metri di distanza, un impianto fotovoltaico ha uno sviluppo verticale minimo così da incidere in modo del tutto esiguo sulla componente.

Resta comunque importante non presupporre che in un luogo caratterizzato dalla presenza di analoghe opere, aggiungerne altre non abbia alcun peso. Sicuramente però si può valutare che, in un tale paesaggio, l'impianto fotovoltaico ha una capacità di alterazione delle viste da terra certamente poco significativa, soprattutto per ciò che riguarda l'impatto cumulativo con impianti analoghi, che risultano scarsamente visibili dal sito selezionato viste le loro ridotte dimensioni.

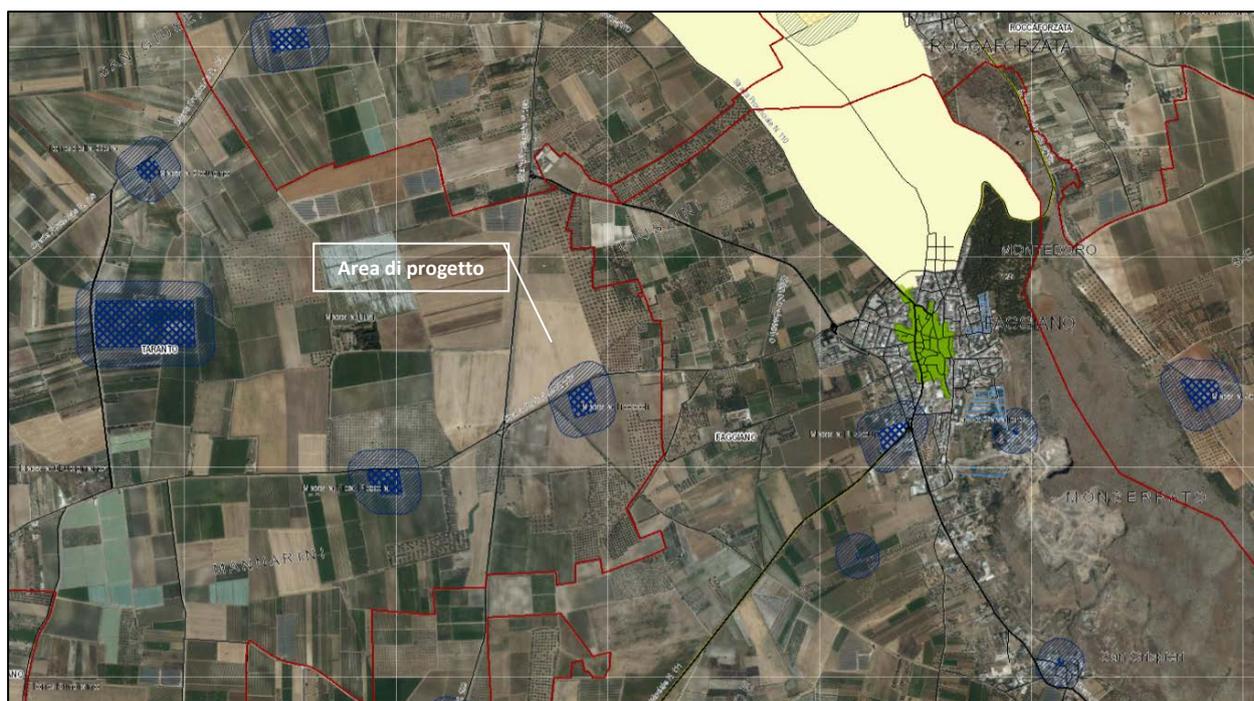


Figura 7.5 Componenti culturali e insediative e componenti dei valori percettivi del PPRT

### 7.4.3 TEMA III: TUTELA DELLA BIODIVERSITÀ E DEGLI ECOSISTEMI.

Le strutture dell'impianto fotovoltaico in progetto interessano esclusivamente terreni coltivati a seminativo. Inoltre, i siti di installazione dei pannelli fotovoltaici in progetto non ricadono in terreni in cui risultano coltivati oliveti considerati monumentali ai sensi della legge regionale 4 giugno 2007, n.14 (Tutela e valorizzazione del paesaggio degli ulivi monumentali della Puglia), né interessati da produzioni agro-alimentari di qualità così come richiamate dal R.R. n. 24 del 10 settembre 2010.

L'intervento in argomento non provocherà cambiamenti sostanziali nell'agroecosistema della zona, né andrà ad alterare corridoi ecologici o luoghi di rifugio per la fauna specie se si considera che già gran parte dei terreni limitrofi sono coltivati a seminativo.

Pertanto, risulta che l'installazione dei pannelli fotovoltaici in progetto non comporterà impatti aggiuntivi significativi sulla biodiversità e sugli ecosistemi.

#### 7.4.4 TEMA IV: IMPATTO ACUSTICO CUMULATIVO

In riferimento alla componente acustica l'analisi sugli impatti non ha evidenziato criticità per la fase di esercizio vista l'assenza di fonti di rumore rilevanti. Le uniche fonti di rumore presenti, di lieve entità, saranno caratterizzate dalle emissioni degli skid di trasformazione MT/BT e degli inverter. La distanza del sito dagli altri impianti presenti sul territorio non comporta quindi la presenza di impatti cumulativi dovuti alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto. Per un approfondimento si rimanda al "Documento previsionale di impatto acustico".

#### 7.4.5 TEMA V: IMPATTI CUMULATIVI SU SUOLO E SOTTOSUOLO

Per la valutazione degli impatti cumulativi su suolo e sottosuolo prodotti è stato fatto riferimento alle indicazioni riportate nella Determina 162/2014 e nello specifico al "criterio A - impatto cumulativo tra impianti fotovoltaici".

Per quanto riguarda il "criterio B - impatto cumulativo tra impianti eolici e fotovoltaici", non risultano criticità cumulative atteso che l'impianto in progetto non ricade nei buffer di 2 km degli impianti eolici circostanti (l'aerogeneratore più vicino dista oltre 4 km, come indicato nella figura seguente).



Figura 7.6 Impianto in progetto (in bianco) e aerogeneratori presenti nell'area oggetto di studio (Fonte: SIT Puglia)

La Figura 7.7 inquadra l'impianto fotovoltaico in progetto rispetto alle installazioni attualmente realizzate, cantierizzate e/o sottoposte a iter autorizzativo concluso positivamente; per fare ciò si è fatto riferimento all'anagrafe FER georeferenziata disponibile sul SIT Puglia.

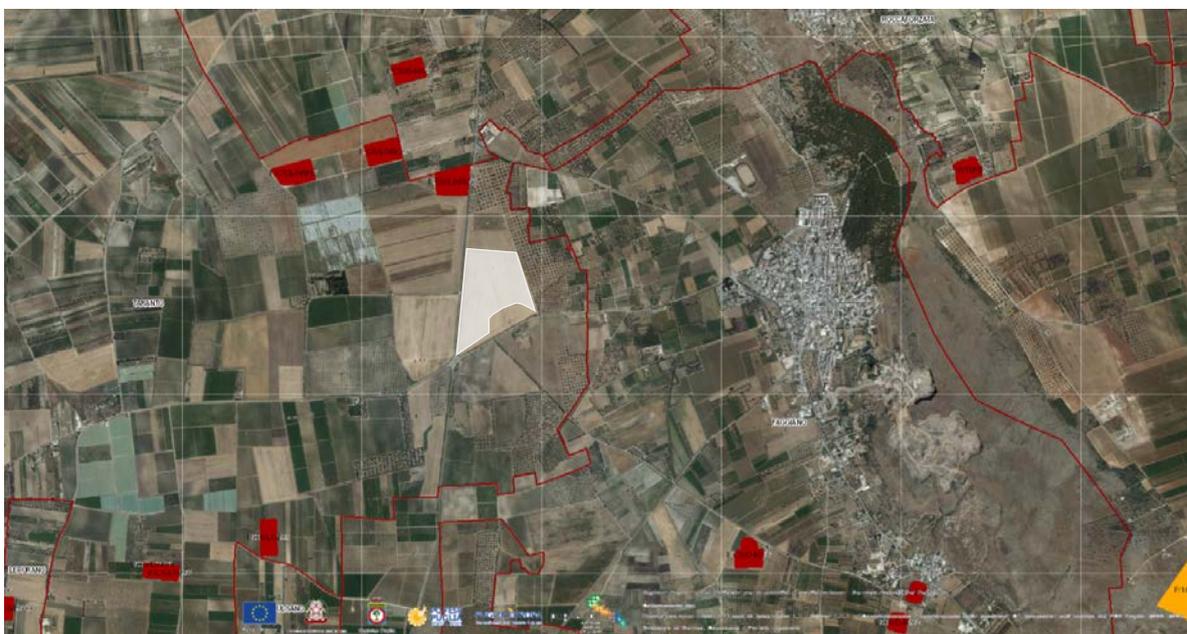


Figura 7.7 Impianto in progetto (in bianco) e impianti fotovoltaici presenti nell'area oggetto di studio (Fonte: SIT Puglia)

Al fine di valutare gli impatti cumulativi sul suolo derivanti dal cumulo di impianti fotovoltaici presenti nelle vicinanze dell'impianto in progetto è stata determinata l'Area di Valutazione Ambientale, in seguito "AVA", al netto delle aree non idonee, così come classificate da R.R. 24/2010.

L'AVA deve essere calcolata tenendo conto di:

- Superficie dell'impianto preso in valutazione in m<sup>2</sup>

$$SI = 150.317 \text{ mq}$$

- Raggio del cerchio avente area pari alla superficie dell'impianto in valutazione:

$$R = \sqrt{(SI/\pi)} = 219 \text{ m}$$

- Raggio dell'AVA partendo dal baricentro dell'impianto moltiplicando R per 6:

$$RAVA = 6R = 1.313 \text{ m}$$

Una volta individuati i parametri sopra indicati sono state mappate tramite software GIS le aree non idonee e gli impianti (FER A, FER B e FER S) presenti all'interno dell'AVA individuata (Figura 7.8).

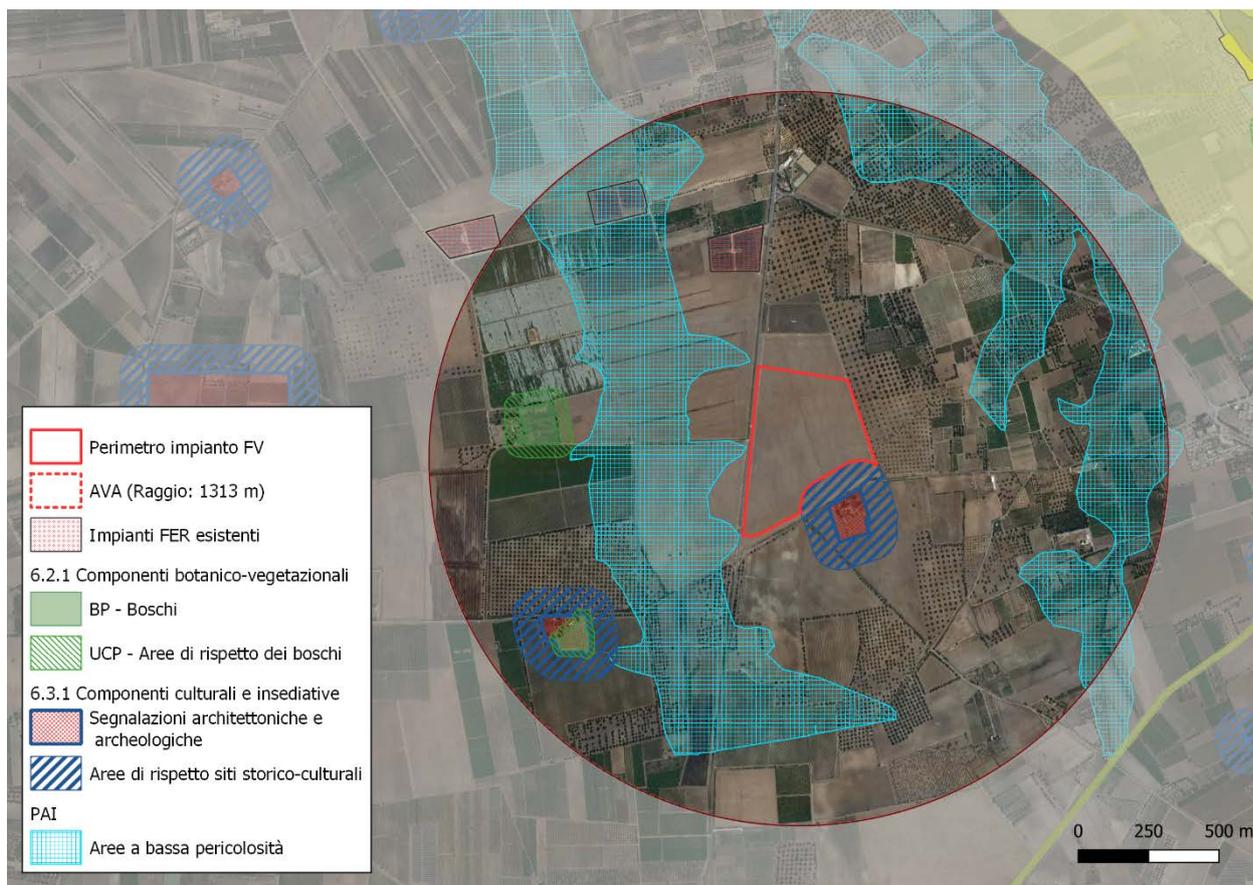


Figura 7.8 Aree non idonee e impianti fotovoltaici presenti all'interno dell'AVA

Tabella 7.7. Aree non idonee che fanno parte del dominio e ricadono nell'areale da considerare

Aree non idonee	Superficie compresa in AVA (m <sup>2</sup> )	Note
Aree con pericolosità idraulica PAI	1.631.723	
Aree segnalazioni beni culturali	208.005	-
Aree boscate	52.564	Non viene considerata la sup. dell'elemento 2149 in quanto interamente ricompresa all'interno della fascia di rispetto della "Masseria Fica Piccola"
<b>Totale</b>	<b>3.519.120</b>	-

Tabella 7.8. Impianti che fanno parte del dominio e ricadono nell'areale da considerare

Identificativo impianto	Comune di localizzazione	Stato	Area compresa in AVA (m <sup>2</sup> )	Note
F/CS/L049/28	Taranto	Realizzato (DIA)	26.178	-
F/CS/L049/29	Taranto	Realizzato (DIA)	23.500	-
F/CS/L049/12	Taranto	Realizzato (DIA)	123	Area dell'impianto solo parzialmente ricompresa all'interno dell'AVA
<b>Totale</b>			<b>49.801</b>	-

A questo punto è possibile calcolare l'AVA:

$$AVA = \pi * R(AVA)^2 - \text{Aree non idonee} = 3.519.120 \text{ m}^2$$

Infine, l'Indice di Pressione Cumulativa (IPC) che definisce il rapporto di copertura stimabile che deve essere intorno al 3%:

$$IPC = 100 \times SIT / AVA$$

Dove:

SIT = Sommatoria delle Superfici degli Impianti Fotovoltaici appartenenti al Dominio di cui al paragrafo 2 del D.D. n. 162 del 6 giugno 2014 in m<sup>2</sup> (Tabella 7.8):

$$IPC = 100 \times 49.801 / 3.519.120 = \\ 1,42\% < 3\%$$

L'indice di Pressione Cumulativa è nettamente inferiore a 3, come richiesto dalle indicazioni delle direttive tecniche approvate con atto dirigenziale del Servizio Ecologia della Regione Puglia n. 162 del 06/06/2014. Si ritiene comunque corretto sottolineare che l'impianto in progetto ha dimensioni considerevoli che saranno tuttavia compensate grazie al progetto di opportune opere di mitigazione, di seguito sintetizzate.

- Il progetto prevede la convivenza dell'impianto fotovoltaico con un ambiente semi naturale al fine di mantenere la funzionalità del suolo in termini di fertilità, accumulo di carbonio organico, permeabilità, salvaguardia della biodiversità.
- L'impianto fotovoltaico interesserà una superficie pari a circa 15 ettari recintati. Valutando il sesto di impianto dei moduli fotovoltaici e la distanza effettiva fra i pannelli, si prevede che circa il 70% della superficie totale potrà avere una destinazione agro-ambientale. L'idea progettuale prevede di destinare la superficie utilizzabile alla coltivazione di specie arboree ed arbustive mellifere e di inserire alveari per la produzione di miele. Per maggiori informazioni in merito alle tipologie di specie erbacee da insediare si rimanda all'apposito allegato "Relazione agronomica".
- La tipologia di intervento non prevede sbancamenti e movimenti terra tali da pregiudicare l'assetto geomorfologico e idrogeologico generale, tantomeno influenzare il ruscellamento delle acque superficiali e la permeabilità globale dell'area.

## 8. VALUTAZIONE FINALE DEGLI IMPATTI E PROGETTO DI MONITORAGGIO

Al fine di fornire una valutazione complessiva degli effetti ambientali generati dal progetto proposto, è stata elaborata una matrice di valutazione finale (cfr. Tabella 8.1) contenente i principali indicatori di impatto generati dal funzionamento dell'impianto di produzione di energia da fonte fotovoltaica nel suo complesso con l'intento di evidenziare, in termini quantitativi e qualitativi, le variazioni (positive e negative) degli impatti derivanti dalla realizzazione dell'intervento in progetto rispetto allo stato *ante-operam*. La matrice di seguito riportata non vuole fornire una trattazione esaustiva bensì intende riproporre una valutazione sintetica e riepilogativa degli effetti ambientali dettagliatamente illustrati nel capitolo precedente e nei documenti specialistici allegati al SIA.

La colorazione delle caselle di intersezione indica quale sia l'effetto ipotizzabile, secondo la seguente scala cromatica:

	Effetti significativi positivi
	Effetti potenzialmente positivi
	Effetto nullo/trascurabile
	Effetti negativi lievi o potenzialmente negativi da monitorare
	Effetti negativi significativi

Si nota come il progetto in esame generi nel complesso impatti ambientali trascurabili sulle matrici ambientali. La presenza del colore verde denota i benefici ambientali derivanti dall'impianto fotovoltaico, come di seguito argomentato:

- la tecnologia fotovoltaica consente di produrre energia elettrica senza ricorrere alla combustione di combustibili fossili, peculiare della generazione elettrica tradizionale (termoelettrica); ne segue che l'impianto avrà un impatto positivo sulla qualità dell'aria, su scala sovralocale, in ragione della quantità di inquinanti non immessa nell'atmosfera;
- l'impianto fotovoltaico proposto contribuisce al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC): per il settore elettrico è prevista una quota FER del 55% al 2030 (34% nel 2017), il cui contributo principale è atteso dallo sviluppo del fotovoltaico (52 GW al 2030, +32 GW dagli attuali 20 GW) e dell'eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW);
- l'impianto fotovoltaico non determina in genere impatti ambientali rilevanti, mentre genera una serie di benefici ambientali per la componente aria nonché per gli aspetti socio-economici e complessivamente si può affermare che i pur minimi impatti negativi, derivanti dalla temporanea occupazione del suolo (per la quale è stata assegnata una colorazione gialla), sono certamente

compensati dagli impatti positivi diretti ed indiretti determinati dalla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda gli impatti sul suolo, la matrice riporta la colorazione gialla viste le dimensioni dell'area coinvolta. Si ritiene necessario monitorare gli effetti ambientali riferibili alla realizzazione del progetto e in particolare alla fase di scavo, come meglio descritto al successivo § 8.1.

Per quanto riguarda gli impatti sul paesaggio, se pur l'impianto occupi una superficie piuttosto estesa, la matrice non evidenzia effetti potenzialmente negativi in quanto la scelta localizzativa consente l'inserimento dell'impianto in un'area circostante a elevata vocazione agricola e con scarsa presenza di elementi di naturalità.

La tipologia impiantistica e le dimensioni dell'area coinvolta hanno peraltro imposto un particolare studio e un approfondimento rispetto alla definizione di efficaci accorgimenti progettuali atti a favorire l'integrazione delle opere nel sistema paesaggistico e ambientale di riferimento. È palese, peraltro, come tali scelte debbano essere opportunamente valutate, ed eventualmente affinate, di concerto con gli Enti competenti nell'ambito di uno specifico processo autorizzativo.

Anche per i comparti ambientali risultati più sensibili per le caratteristiche dell'area o per le peculiarità del progetto, gli impatti finali risultano comunque non significativi. Si evidenzia, a riguardo, che le opere di mitigazione ambientale sono parte integrante del progetto definitivo oggetto di studio e che gli impegni assunti dal Proponente con la presentazione della domanda di valutazione di impatto ambientale e della documentazione trasmessa si intendono vincolanti ai fini della realizzazione dell'intervento proposto.

L'analisi non evidenzia invece nessuna casella con colorazione rossa, il che indica che il progetto non determina alcun impatto significativo negativo sull'ambiente.

Tabella 8.1. Quadro sinottico delle variazioni quantitative dei principali impatti ambientali generati dal funzionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto allo stato *ante-operam*

Aspetto	U.M.	Indicatori ambientali riferiti allo stato di progetto	Mitigazioni previste da progetto
<b>PRODUZIONE DI ENERGIA</b>			
– Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	MWh/anno	18.324	Il presupposto imprescindibile iniziale del progetto è stata la scelta localizzativa dell'impianto fotovoltaico che ha tenuto conto dei vincoli stabiliti dal Regolamento n. 24 del 30/12/2010 della Regione Puglia. L'area dell'impianto fotovoltaico non presenta vincoli di natura paesaggistica o ambientale.
<b>EMISSIONI IN ATMOSFERA</b>			
– Emissioni di inquinanti generati dall'impianto fotovoltaico	Mg/anno	0	
– Riduzione emissioni di gas climalteranti (su scala vasta)	Mg/anno	CO <sub>2</sub> : -8.997 SO <sub>x</sub> : -1,2 NO <sub>x</sub> : -4,2 CO: -1,5 PM10: -0,1	-
<b>EMISSIONI ACUSTICHE</b>			
– Incrementi dei livelli acustici diurni presso i confini	dBA ( $\Delta$ dBA)	tra 0.0 dBA e 0.4 dBA	Tutte le apparecchiature sono di ultima generazione con elevata prestazione tecnica e bassa rumorosità.
– Incrementi livelli acustici notturni presso ricettore più prossimi		0	
<b>CAMPI ELETTROMAGNETICI</b>			
– Distanza di Prima Approssimazione (D.P.A.) per la cabina di consegna e trasformazione	m	2	All'interno delle fasce di rispetto indicate non è presente alcun edificio ad uso residenziale, scolastico, sanitario ovvero ad uso che comporti una permanenza non inferiore alle quattro ore.
– Distanza di Prima Approssimazione (D.P.A.) per linea in MT in cavo interrato/aereo	m	0,7/0,5	
<b>TRAFFICO VEICOLARE INDOTTO</b>			
– Manutenzione impianti e lavaggio pannelli	n. mezzi/anno	≈ 25	-
<b>SCARICHI IDRICI</b>			
– Scarico acque reflue industriali	m <sup>3</sup> /anno	0	L'impianto fotovoltaico non produce acque reflue industriali.
– Scarico acque meteoriche di dilavamento	m <sup>3</sup> /anno	n.q. <sup>16</sup>	L'area d'interesse progettuale si pone in condizione di sicurezza idraulica ed idrogeologica.
<b>SUOLO E SOTTOSUOLO</b>			
– Occupazione di suolo	m <sup>2</sup>	150.317	L'impermeabilizzazione di suolo è stata ridotta al minimo indispensabile ed è limitata alle fondazioni delle cabine/skid di trasformazione. L'impianto sarà di tipo agro-voltaico e si prevede che circa il 70% della superficie dell'impianto potrà avere una destinazione agro-ambientale.
– Superficie totale dei moduli FV	m <sup>2</sup>	46.753	-

<sup>16</sup> n.q. = non quantificabile



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@aplus.eco; www.aplus.eco

Aspetto	U.M.	Indicatori ambientali riferiti allo stato di progetto	Mitigazioni previste da progetto
<b>IMPATTI SU VEGETAZIONE, FLORA E FAUNA</b>			
– Impatti su vegetazione, flora e fauna oggetto di tutela	–	–	Realizzazione di opere di mitigazione ambientale mediante piantumazione sui lati perimetrali di essenze arboree e arbustive autoctone, con una funzione ecologica per il mantenimento della biodiversità. Si andranno a riprodurre tipologie di filari alberati già presenti nel contesto agricolo circostante. I filari di alberi e arbusti rappresentano contemporaneamente supporto fisico e fonte alimentare per la fauna locale e migrante. Si realizzeranno, inoltre, apposite aperture nelle recinzioni, per gli animali di piccola e media taglia, favorendone la mobilità.
<b>IMPATTI SUL PAESAGGIO</b>			
– Altezza massima da terra dei moduli fotovoltaici	m	4,7	L'arboreto da frutto costituito da piante di arancio (lati Ovest e Sud-Ovest) e le specie arboree ed arbustive tipiche della macchia mediterranea (lati Nord e Est) svolgono una funzione di mitigazione ambientale di tipo estetico, oltre che ecologico. Si prevede inoltre la costruzione di un muretto a secco di pietra calcarea da realizzare nella parte a Sud-Est dell'appezzamento al fine di mitigare l'impatto visivo dall'area di rispetto della Masseria Troccol.
– Indice di Pressione Cumulativa (IPC)	%	1,42	L'indice di Pressione Cumulativa è nettamente inferiore a 3, come richiesto dalle indicazioni delle direttive tecniche approvate con atto dirigenziale del Servizio Ecologia della Regione Puglia n. 162 del 06/06/2014.
<b>IMPATTI SULLA SALUTE / SICUREZZA SUL LAVORO</b>			
– Rischi per la popolazione e per gli addetti	–	–	L'impianto fotovoltaico sarà realizzato secondo le normative tecniche, a regola d'arte e come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal D.Lgs. 81/2008 "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro". Le caratteristiche dell'impianto e dei suoi componenti dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi: <ul style="list-style-type: none"><li>• alle prescrizioni delle Autorità locali, comprese quelle dei VVF, in base alla documentazione e alle specifiche di installazione fornite dal committente e dal tecnico che ha seguito la pratica VVF;</li><li>• alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda distributrice dell'energia elettrica;</li><li>• alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda di telecomunicazioni;</li><li>• alle norme CEI/IEC.</li></ul>

## 8.1 PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Il Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA) dovrebbe riguardare esclusivamente le matrici ambientali per le quali il SIA stima impatti ambientali significativi e negativi connessi alla realizzazione e all'esercizio dell'opera oggetto di valutazione e deve essere commisurato alla significatività degli stessi e tener conto delle caratteristiche progettuali e localizzative dell'intervento proposto (estensione dell'area geografica interessata e caratteristiche di sensibilità/criticità delle aree potenzialmente soggette a impatti significativi; ordine di grandezza qualitativo e quantitativo, probabilità, durata, frequenza, reversibilità, complessità degli impatti).

Per il progetto in esame, il PMA è finalizzato al monitoraggio della componente ambientale "suolo" per la quale sono stati individuati, in coerenza con quanto documentato nel SIA, impatti ambientali potenzialmente negativi derivanti dall'attività di scavo e dall'occupazione di un'area piuttosto estesa.

Si ritiene, in particolare, necessario procedere con un monitoraggio della qualità dei suoli:

- in fase *ante-operam*, per accertarne la non contaminazione ai fini dell'utilizzo in situ delle terre escavate;
- in fase *post-operam*, a seguito della dismissione definitiva dell'impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Si prevede, inoltre, di eseguire un monitoraggio fonometrico diurno, una volta installata l'opera, al fine di confermare le previsioni modellistiche svolte.

### 8.1.1 MONITORAGGIO MATRICE "SUOLO"

Come riportato al § 7.1.4, il cantiere di cui trattasi è definito cantiere di piccole dimensioni ai sensi dell'Art. 2, comma 1, lettera t) del D.P.R. 120/2017 "*Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo*".

Per la caratterizzazione del suolo, al fine di accertarne la non contaminazione ai fini dell'utilizzo in situ, in fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell'inizio dei lavori, sarà effettuato il campionamento dei terreni in corrispondenza di n. 35 punti di sondaggio (S01-S35) a carotaggio continuo, localizzati entro maglie quadrate con lato di 75 m di una griglia con ubicazione sistematica casuale, in conformità a quanto indicato nel Piano preliminare di utilizzo (cfr. elaborato "Alta Capital GEOdr003 Piano prel utilizzo 00").

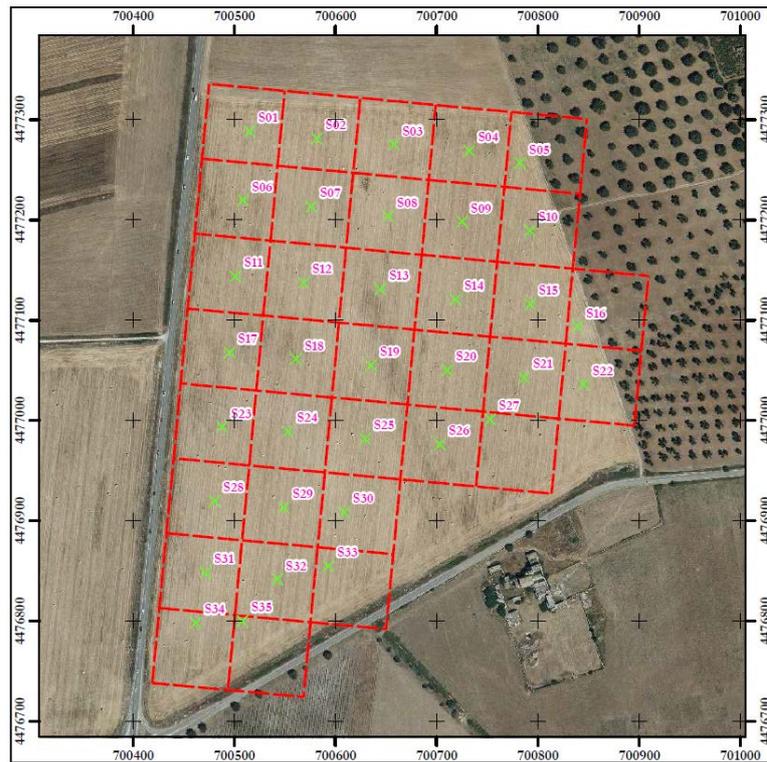


Figura 8.1 Stralcio ortofotografico con ubicazione delle maglie entro le quali sono stati posizionati i punti di carotaggio per il campionamento dei terreni in *fase ante-operam*

Per quanto riguarda la fase *post-operam* (a seguito della dismissione dell'impianto), sarà effettuato un monitoraggio dei suoli (top soil) in corrispondenza di n. 10 punti (S06, S08, S10, S13, S17, S19, S21, S28, S30, S32 di cui alla Figura 8.2) fine di accertare l'assenza di contaminazioni (dovute ad esempio al transito degli automezzi che accederanno all'area per le attività di manutenzione).

Si precisa che eventuali fenomeni di inquinamento che si dovessero verificare in fase di esercizio dell'impianto, causati ad esempio da episodi di sversamento accidentali, esulano dallo scopo del Progetto di Monitoraggio Ambientale in quanto correlati a situazioni emergenziali che verranno gestite secondo quanto previsto dalla normativa vigente con interventi immediati e puntuali di rimozione della contaminazione seguiti dalle eventuali verifiche del caso su pareti e fondo scavo.

### 8.1.2 MONITORAGGIO FONOMETRICO PER LA VERIFICA DELLE PREVISIONI MODELLISTICHE

Al fine di verificare le previsioni modellistiche, a seguito del collaudo e della messa in esercizio dell'impianto sarà svolto un monitoraggio fonometrico dei livelli sonori diurni in corrispondenza dei punti di misura P1-P8 e del ricettore R1 (cfr. Figura 8.2), secondo le modalità indicate nel D.M. del 16/03/1998.



Figura 8.2 Planimetria con indicazione dei punti oggetto di monitoraggio fonometrico a seguito della messa in esercizio dell'impianto

## 9. CONCLUSIONI

Il presente Studio di Impatto Ambientale è redatto a corredo della documentazione necessaria per l'avvio del procedimento di VIA ai sensi dell'art. 23 del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. relativo al *“Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrovoltaiico per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare fotovoltaica con potenza nominale di 10.003,5 kWp, in agro di Taranto, strada vicinale Nisi, foglio 278 sezione A, p.lle 518 e 520”*.

L'impianto in questione, proposto dalla società Alta Capital 10 S.r.l., sarà composto da un insieme di moduli fotovoltaici posizionati su inseguitori monoassiali e collegati a più gruppi di conversione della corrente, da continua in alternata. L'impianto sarà connesso in parallelo con il sistema elettrico della rete MT di e-distribuzione e avrà una potenza nominale complessiva, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici da cui è costituito l'impianto stesso, pari a 10.003,5 kWp. Per connettere il nuovo impianto di produzione di energia elettrica alla rete di distribuzione MT esistente, si rende necessaria la realizzazione di un nuovo elettrodotto con una terna in cavo interrato e aereo di lunghezza complessiva di circa 6.400 m.

Il progetto in esame prevede l'utilizzo del terreno sia per la produzione di energia solare sia per esercitare attività agricole sostenibili. A tal fine il progetto proposto si compone di sei azioni di carattere agro-ambientale:

- azione 1: impianto di un arboreto da frutto costituito da piante di arancio da realizzare nell'area di rispetto dell'impianto di produzione dell'energia (lati Ovest e Sud-Ovest);
- azione 2: impianto di specie arbustive mellifere da realizzare tra le file dei pannelli fotovoltaici (rosmarino, lavanda, timo);
- azione 3: impianto lineare di specie arboree ed arbustive tipiche della macchia mediterranea (Corbezzolo, Mirto, Rosmarino, Lentisco) da posizionare lungo la recinzione dell'impianto di produzione di energia e lungo il lato dell'aranceto confinante con la strada provinciale,
- azione 4: inerbimento di tutta la superficie interessata dall'impianto fotovoltaico attraverso la semina di specie erbacee a vocazione mellifera quali: trifoglio, sulla e coriandolo;
- azione 5: costruzione di un muretto a secco di pietra calcarea da realizzare a confine con l'area vincolata (Masseria Troccoli);
- azione 6: installazione degli apiari.

Si riportano di seguito le considerazioni conclusive dello studio.

- Dall'analisi degli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica in vigore non emergono incompatibilità dell'intervento proposto con le disposizioni in materia di tutela dell'ambiente e del paesaggio. L'impianto sarà localizzato in un'area con destinazione agricola che non presenta vincoli di natura paesaggistica e/o ambientale.
- Il sito di intervento non rientra in alcuna tipologia delle aree previste a vincolo assoluto né in aree di esclusione in riferimento alla specifica tipologia impiantistica individuate dal Regolamento Regionale (Regione Puglia) n. 24 del 30/12/2010 recante *“Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per*

*lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".*

- L'impianto in progetto è in linea con quanto riportato nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), in base al quale il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh.
- Sempre in base al PNIEC, la forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017.
- Il progetto è stato elaborato nel rispetto del territorio in cui verrà inserito l'impianto grazie ad attenzioni progettuali volte a mitigare l'impatto ambientale col fine di integrare nel contesto preesistente i manufatti come di seguito riepilogato:
  - la parte esterna dei manufatti più visibili (cabina di consegna) verrà realizzata prestando attenzione a migliorare l'estetica tramite l'utilizzo di colori a minore impatto visivo;
  - l'impianto nel suo complesso sarà realizzato alterando il meno possibile lo stato dei luoghi: i percorsi interni per la manutenzione sono stati previsti senza impermeabilizzazione del suolo e i locali tecnici saranno realizzati con il sistema della prefabbricazione;
  - il progetto non prevede la riduzione o il tombinamento di scoli esistenti né la rimozione di specie arbustive ad alto fusto o filari alberati;
  - per quanto riguarda l'attività agricola e apistica il progetto prevede:
    - l'impianto di un arboreto da frutto costituito da piante di arancio da realizzare nell'area di rispetto dell'impianto di produzione dell'energia (lati Ovest e Sud-Ovest);
    - l'impianto, tra le file dei pannelli fotovoltaici, di specie arbustive mellifere (rosmarino, lavanda e timo);
    - l'impianto lineare di specie arboree ed arbustive tipiche della macchia mediterranea (Corbezzolo, Mirto, Rosmarino, Lentisco) da allocare lungo la recinzione dell'impianto di produzione di energia e lungo il lato dell'aranceto confinante con la strada provinciale;
    - l'inerbimento di tutta la superficie interessata dall'impianto fotovoltaico attraverso la semina di specie erbacee a vocazione mellifera;
    - la costruzione di un muretto a secco di pietra calcarea da realizzare nella parte a sud est dell'appezzamento al fine di mitigare l'impatto visivo dall'area di rispetto della Masseria Troccoli,
    - l'installazione di apiari per l'allevamento intensivo di circa 50 famiglie di Api.
- Per quanto concerne le opere di connessione, il tracciato dell'elettrodotto è stato studiato cercando in particolare di:
  - evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;

- ridurre il più possibile l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico ed archeologico (a tal riguardo è stata adottata la soluzione interrata all'interno del campo fotovoltaico essendo prospiciente alla Masseria Troccoli);
  - utilizzare tecniche non invasive e evitare l'attraversamento della Pineta di Faggiano;
  - contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio (a tal fine si è cercato di seguire il più possibile il tracciato delle strade pubbliche prive di valenza paesaggistica);
  - recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
  - permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.
- Dalle valutazioni tecniche svolte è emerso che le attività future non produrranno impatti negativi significativi sull'ambiente circostante.

Si ritiene, pertanto, che il progetto non costituisca impatto cumulato di rilievo rispetto alle strutture presenti per aspetti percettivi e di sottrazione o impermeabilizzazione di suolo e che lo stesso possa essere valutato come non significativo.

## 10. PRINCIPALI FONTI BIBLIOGRAFICHE CONSULTATE

### ASPETTI GENERALI

Piano Paesaggistico Territoriale (PPTR) della Regione Puglia.

Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino Puglia.

### ARIA

ARPA Puglia, 2021. *Relazione annuale sulla Qualità dell'Aria in Puglia - Anno 2020*".

ARPA Puglia, 2021. *"Il monitoraggio della qualità dell'aria Taranto - Aggiornamento all'Anno 2020"*.

### ACQUA

ARPA Puglia, 2020. *"Monitoraggio qualitativo dei corpi idrici superficiali per il triennio 2016-2018- Relazione Triennale 2016-2018"*.

ARPA Puglia, 2020. *"Monitoraggio qualitativo dei corpi idrici sotterranei della Regione Puglia "PROGETTO MAGGIORE" - Relazione triennio 2016-2018"*.

### ENERGIA

Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2019. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari, 2020. La situazione energetica nazionale nel 2019.

Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari, 2021. La situazione energetica nazionale nel 2010.

ISPRA, 2020. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei (rapporto 317/2020).

ISPRA, 2021. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei (rapporto 317/2020).

GSE, 2021. Fonti rinnovabili in Italia e nelle regioni 2012 -2019. Rapporto di monitoraggio dei target nazionali e regionali – Burden Sharing (luglio 2021).

### FAUNA

Barbieri F., Bernini F., 2004. Distribution and status of *Rana latastei* in Italy (Amphibia, Ranidae). Ital. J. Zool., suppl. 1: 91-94.



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@applus.eco; www.applus.eco

Ballerio A., 2008. Insetti da proteggere: la tutela entomologica in Italia. Quad. Staz. Ecol. civ. Mus. St. nat. Ferrara, 18: 21-35.

BirdLife International, 2004. Birds in Europe: population estimates, trends and conservation status. Cambridge, UK. BirdLife Conservation Series no. 12.

Bulgarini F., Calvario E., Fraticello F., Petretti F., Sarrocco S. (Eds.), 1998. Libro Rosso degli Animali d'Italia. Vertebrati. WWF Italia. Ministero dell'Università e della Ricerca Scientifica e Tecnologica. TIPAR, Roma.

## **EFFETTI DEL RUMORE SULLA FAUNA SELVATICA**

Battisti C., *Frammentazione ambientale, connettività, reti ecologiche*, Provincia di Roma, 2004.

Brumm H, *The impact of environmental noise on song amplitude in a territorial bird*, Journal of Animal Ecology 73: 434-440, 2004.

Dinetti M., 2000. *Infrastrutture ecologiche*. Il Verde Editoriale

Dooling R., Popper A., *The Effects of Highway Noise on Birds*, prepared for The California Department of Transportation, unpublished Report, 2007.

Forman R. e Lauren A., 1998. *Roads and their major ecological effects*. Annu. Rev. Ecol. Svst. 1998.

Forman R., Deblinger R., *The ecological road-effect zone of a Massachusetts (USA) suburban highway*. Conservation Biology 14:36-46, 2000.

Hirvonen H., *Impacts of highway construction and traffic on a wetland bird community*, International Conference on Ecology and Transportation, Proceedings, 2001.

Larkin R.P., *Effects of military noise on wildlife: a literature review*, Center for Wildlife Ecology, Illinois Natural History Survey, 1994.

Santolini R., Malcevschi S., Sauli G. e Perco F., 1995. *The relationship between infrastructure and wildlife: problems, possible project solution and finished works in Italy*. Habitat fragmentation & infrastructure. Proceedings: 202-212, Ministry of Transport, The Netherland.

## **FLORA E VEGETAZIONE**

T. Schauer, C. Caspari - Guida all'identificazione delle piante – Zanichelli 1991.

M. Ferrari, D. Medici - Alberi e arbusti in Italia - Manuale di riconoscimento, Edagricole 2003.

R. Gellini, P. Grossoni - Botanica forestale - Cedam 1997.

G. Dalla Fior - La nostra flora - editrice Monauni 1985.

E Banfi, F. Consolino - Conoscere e riconoscerete tutte le specie più diffuse di alberi e ornamentali - De Agostini 1996.

H. Harris - Guida pratica agli alberi e arbusti in Italia - Reader's Digest 1982.

## **PAESAGGIO**

APAT, 2005. *La rinaturalizzazione e il risanamento dell'ambiente per la conservazione della biodiversità. Progetto interagenziale "Aree naturali protette e conservazione della biodiversità" Unità di progetto "Tecniche di ripristino ambientale"*.

Assunto R. *Il paesaggio e l'estetica*. Napoli, Giannin editore, 1973.

Romani V. *Il paesaggio. Teoria e pianificazione*. Milano, Franco Angeli, 1994.

R. Santolini, 2000. *"Le reti ecologiche come elemento connettivo costa-entroterra per un turismo sostenibile"*. Rivista del Consulente Tecnico: 487-505, Maggioli ed., Rimini;

R. Santolini, 2004. *"Le reti ecologiche: un'opportunità per l'incremento della biodiversità e della qualità ambientale del paesaggio"*. In: *Verso una Rete Ecologica* (a cura di F. Ferroni), servizi Editoriali WWF Italia, pp 23-30;

V. Ingegnoli, 1995. *"Fondamenti di Ecologia del paesaggio"*. Città studi editrice, Milano.



Sede legale e operativa:  
Via San Crispino, 46  
35129 Padova  
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574  
info@aplustec.it www.aplustec.it

Padova, 18 Febbraio 2022

Redatto da:	Verificato da:	Approvato da:
<p>Aplus S.r.l. - Ing. Roberta Gadia</p> 	<p>Aplus S.r.l. - Dott. Stefano Cadamuro</p> 	<p>Alta Capital 10 S.r.l.</p>