



CENTRALE EOLICA OFFSHORE "RIMINI" (330 MW) ANTISTANTE LA COSTA TRA RIMINI E CATTOLICA

proponente:

EnergiaWind 2020 srl _ Riccardo Ducoli amministratore unico



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE **PARTE SECONDA**

AMBITO TEMATICO E CONTESTO
PROGRAMMATICO

Daniela Moderini | Giovanni Selano
ARCHITETTURA ENERGIA PAESAGGIO

Coordinamento e redazione:

Arch. Daniela Moderini

Ordine degli Architetti CPPdi Bolzano n.492

Arch. Giovanni Alessandro Selano

Ordine degli Architetti CPP di Barletta Andria Trani n.444

Aprile 2022

GRUPPO DI LAVORO:

Daniela Moderini | Giovanni Selano
ARCHITETTURA ENERGIA PAESAGGIO

Arch. Daniela Moderini
Arch. Giovanni Selano
 COORDINAMENTO GRUPPO DI LAVORO

Progetto generale e concept
 Coordinamento consulenti Progetto Definitivo
 Redazione Studio di Impatto Ambientale e Coordinamento consulenti

**Tecnoconsult Engineering Construction srl**

Progettazione civile
 Anemologia producibilità dell'impianto
 Studi meteolmarini
 Coordinamento relazioni specialistiche: studi geologici, geotecnici, idrodinamici, elettrici, acustici

**3E Ingegneria (Energy, Environment, Engineering)**

Progettazione elettrica

**STUDIO GEOLOGI ASSOCIATI RONDONI & DARDERI**

Relazioni geologica, geotecnica e idraulica

ING. SILVANO MASCHIO

Studio di Impatto Acustico

**DHI S.r.l.**

Impatti del campo eolico su moto ondoso, vento e idrodinamica

**FONDAZIONE CETACEA ONLUS**

Studio cetacei e tartarughe marine, biocenosi bentonici coordinamento studi ambientali



ALMA MATER STUDIORUM
 UNIVERSITÀ DI BOLOGNA
 DIPARTIMENTO DI
 FARMACIA E BIOTECNOLOGIE

UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Unità di Scienze e Biotecnologie dei Microbiomi, Dipartimento di Farmacia e Biotecnologie (FaBit),

Prof. Marco Candela

LABIOTEC Laboratorio di Biotecnologie Ambientali e Bioraffinerie

Prof. Giulio Zanaroli, Prof. Lorenzo Bertin

Campionamenti e caratterizzazione acqua e sedimenti

**QUIET-OCEANS**

Valutazione dell'Impatto acustico subacqueo



STUDIO OIKOS Lorenzo Piacquadio dott.naturalista agrotecnico
Studio naturalistico, avifauna e chiroterri



ASSO Agenzia Per Lo Sviluppo SOstenibile

Studio sulla pesca, sinergie e ipotesi multiuso
Studio sull'impatto sul turismo della riviera di Rimini



QUASTER

Indagine demoscopica, valutazione del parco eolico sugli
atteggiamenti e comportamenti di fruizione turistica del territorio

DECISIO

DECISIO Srl

Economic Research

Analisi dei costi e benefici sociali



NOSTOI Srl

Studio archeologico

Arch. Gustavo Vilariño

Consulente aspetti architettonici

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE ALLA PARTE SECONDA	5
2	STRATEGIE E PROGRAMMI PER L'EOLICO OFFSHORE	7
2.1	PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA PER L'EOLICO OFFSHORE	7
2.1.1	IL GREEN DEAL E LA COMUNICAZIONE PER LE RINNOVABILI OFFSHORE [COM(2020) 741 FINAL]	8
2.2	LO STATO DELL'EOLICO OFFSHORE IN EUROPA	12
2.2.1	I DATI DELLE INSTALLAZIONI AGGIORNATI A FINE 2020	14
2.3	LO STATO DELL'EOLICO OFFSHORE IN ITALIA	16
2.3.1	IL D.LGS 199 DEL 08/11/2021, RED II	19
2.3.2	IL RECEPIMENTO DEL FIT TO 55 I MECCANISMI INCENTIVANTI	20
2.4	COERENZA DEL PROGETTO CON LE PREVISIONI PER L'EOLICO OFFSHORE IN ITALIA	21
2.5	LA POLITICA MARITTIMA INTEGRATA E LA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO	23
2.5.1	LE STRATEGIE EUROPEE PER LA POLITICA MARITTIMA INTEGRATA E PER LA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO (DIRETTIVE 2008/56/CE E 89/2014/UE)	24
2.5.2	GLI ATTI DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA 89/2014/UE DA PARTE DELLO STATO ITALIANO (D.LGS. 201/2016, LINEE GUIDE APPROVATE IL 1 DICEMBRE 2017, DM 263/2019)	27
2.5.3	LA PROPOSTA DELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA PER LA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO	31
3	STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER IL CLIMA E L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI	33
3.1	STRATEGIE E ACCORDI INTERNAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA	33
3.1.1	IL PROTOCOLLO DI KYOTO (COP3)	34
3.1.2	L'ACCORDO DI PARIGI SUL CLIMA (COP21)	34
3.1.3	LA CONFERENZA DI GLASGOW SUL CLIMA (COP26)	36
3.2	STRATEGIE E STRUMENTI OPERATIVI DELL'UNIONE EUROPEA PER L'ENERGIA E IL CLIMA	37
3.2.1	WINTER PACKAGE	38
3.2.2	STRATEGIE DELL'UNIONE EUROPEA RISPETTO ALL'ACCORDO GLOBALE SUL CLIMA (PARIGI 2015)	39
3.2.3	PACCHETTO CLIMA-ENERGIA 20-20-20	40
3.2.4	QUADRO PER LE POLITICHE DELL'ENERGIA E DEL CLIMA AL 2030	41
3.2.5	DIRETTIVE ENERGIE RINNOVABILI	42
3.2.6	AZIONI FUTURE NEL CAMPO DELLE ENERGIE RINNOVABILI	44
3.2.7	IL GREEN DEAL EUROPEO COM(2019)640	44
3.2.8	LA LEGGE EUROPEA SUL CLIMA	46
3.2.9	"FIT FOR 55" _ GREEN PACKAGE [COM(2021) 550 FINAL]	47
3.2.10	IL PIANO NEXT GENERATION EU	48

3.3	PROGRAMMAZIONE ENERGETICA DELLO STATO ITALIANO	48
3.3.1	IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE	50
3.3.2	LA CONFERENZA NAZIONALE SULL'ENERGIA E L'AMBIENTE	51
3.3.3	LA LEGGE N. 239/04	52
3.3.4	LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN) 2017	52
3.3.5	ATTI NORMATIVI DI RECEPIMENTO DELLE DIRETTIVE EUROPEE	53
3.3.5.1	il D.lgs 199/2021 RED II DI Recepimento della Direttiva 2018/2001:	54
3.3.6	IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA 2030 (PNIEC)	55
3.3.7	NEXT GENERATION ITALIA _ PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR), COSIDDETTO RECOVERY PLAN	58
4	STRATEGIE E PROGRAMMAZIONE ENERGETICA REGIONALE	61
4.1	FABBISOGNO E PRODUZIONE DI ENERGIA, CONSUMI ED EMISSIONI IN EMILIA-ROMAGNA	61
4.2	STRATEGIE PER I CAMBIAMENTI CLIMATICI	64
4.3	IL PATTO PER IL LAVORO E IL CLIMA	64
4.4	IL PIANO ENERGETICO REGIONALE (PER)	65
4.5	COERENZA DEL PROGETTO CON GLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE EUROPEI, NAZIONALI E REGIONALI	70
5	PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE	73
5.1	PIANO TERRITORIALE REGIONALE (PTR)	75
5.2	PIANO TERRITORIALE PAESAGGISTICO REGIONALE (PTPR)	76
5.2.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	80
5.3	PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO PROVINCIALE (PTCP)	82
5.3.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	85
5.4	PIANIFICAZIONE URBANISTICA DEL COMUNE DI RIMINI	88
5.4.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	90
5.5	PIANO STRALCIO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)	97
5.5.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	97
5.6	PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA)	100
5.6.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	100

INDICE DELLE FIGURE

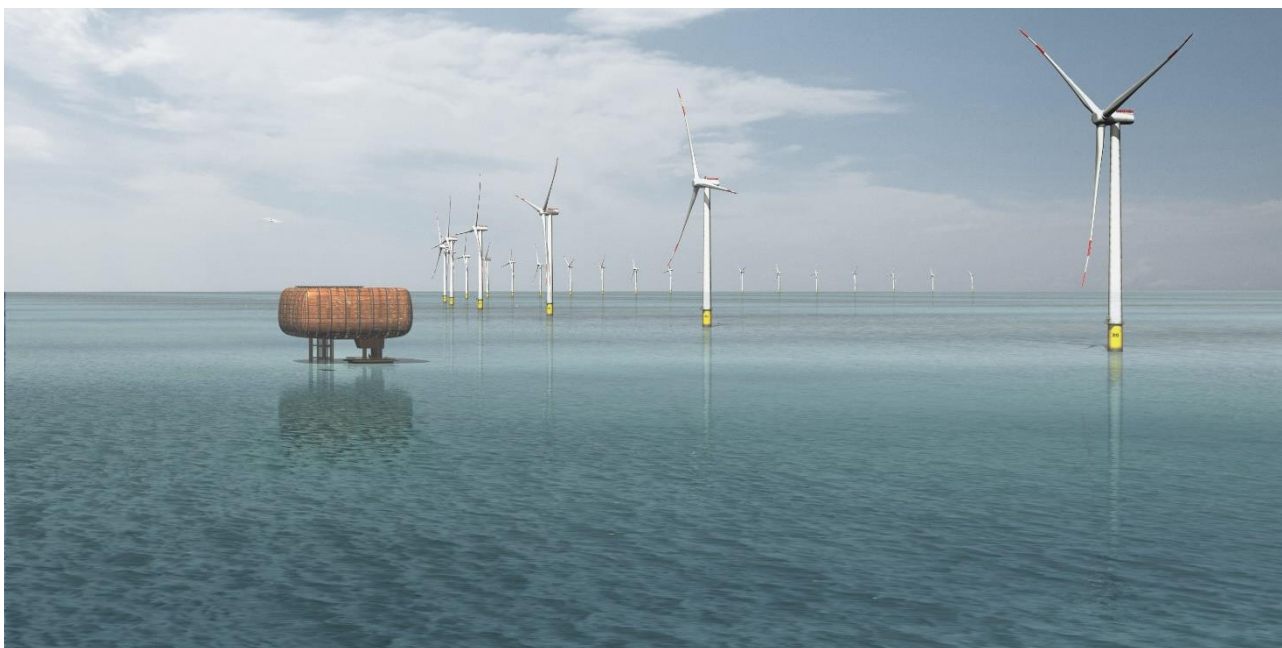
Figura 4.1 – Dati di emissioni di gas serra in Emilia-Romagna	63
Figura 4.2 – LAYOUT A con indicazione delle piattaforme in disuso e l'area circostante di 2 Mn di raggio...	72
Figura 5.1 –Unità di Paesaggio individuate dal PTPR	78

Figura 5.2 – Carta delle Tutele del PTPR (stralcio elaborato di progetto OWFRMN_V2-SC1-15_D-PTPR)	79
Figura 5.3 – PTCP : valorizzazione paesaggistica e storico culturale (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-2_D-PTCP)	85
Figura 5.4 – PTCP : rischi ambientali (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-3_D-PTCP).....	86
Figura 5.5 – PTCP : tutela del patrimonio paesaggistico (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-1_D-PTCP)	87
Figura 5.6 – Viste della Stazione TERNA San Martino in Venti e delle aree limitrofe in parte interessate dalle opere.....	90
Figura 5.7 – Sezioni della Stazione di Transizione, con indicazione delle quinte morfologiche alberate e di schermo.	91
Figura 5.8 – Stralcio tavola del PSC VIN 4.2.10 _ Vincoli infrastrutturali, attrezzature, impianti tecnologici, servizi militari e civili, con indicazione delle opere in progetto e i rinverdimenti di bordo (in blu, la linea aerea e lo stallo).	92
Figura 5.9 – PSC : tutele storico culturali (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-1_D-PSC-RIMINI).....	93
Figura 5.10 – PSC : carta archeologica (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-2_D-PSC-RIMINI).....	94
Figura 5.11 – PSC: tutele paesaggio e ambiente (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-3_D-PSC-RIMINI)	95
Figura 5.12 – PSC : sicurezza e vulnerabilità (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-4_D-PSC-RIMINI).....	96
Figura 5.13 – Cartografia del PAI (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-16_D-PAI)	98
Figura 5.14 – Cartografia del PTA (nell’ellisse rossa l’ambito in cui ricadono le opere di connessione alla RTN).	100
Figura 5.15 _ Postazione di recupero con palancole per il contenimento il recupero dei fanghi di perforazione	102

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2.1 – Previsioni al 2030 delle installazioni di impianti eolici offshore nei paesi europei	12
Tabella 2.2 – I dati del decennio 2010/2020 (Fonte Wind Europe)	15
Tabella 2.3 – I dati delle installazioni aggiornati al 2020 (Fonte Wind Europe)	16
Tabella 3.1 - Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO2 equivalente	49
Tabella 3.2 - Definizione degli obiettivi del PNIEC in materia di fonti rinnovabili	57
Tabella 4.1 – Dati 2020 del fabbisogno, produzione e deficit di energia della Regione Emilia Romagna	61
Tabella 4.2 – Scenario tendenziale al 2030 secondo il PER regionale	67
Tabella 4.3 - Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili Fonte: D.M. 15/3/2012, Tabella A	68
Tabella 4.4 - Risultati raggiunti sulle fonti rinnovabili per la produzione elettrica in Emilia-Romagna.....	69
Tabella 4.5 Dati della potenza installata e produzione elettrica da eolico onshore in Emilia-Romagna.....	70

AMBITO TEMATICO E CONTESTO PROGRAMMATICO E PIANIFICATORIO



1 INTRODUZIONE ALLA PARTE SECONDA

Come premesso al Capitolo 5 della PARTE PRIMA introduttiva dello Studio di Impatto Ambientale, il D.lgs 104/2017 ha semplificato e compresso il cosiddetto *Quadro Programmatico* dello Studio di Impatto Ambientale, richiamando il riferimento al quadro pianificatorio esclusivamente al comma 1 lettera a) dell'Allegato VII, con particolare riguardo all'ubicazione del progetto e alle norme di tutela e vincoli vigenti che ne regolano la trasformazione.

"Allegato VII _ Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'art. 22

1. Descrizione del progetto, comprese in particolare:

a) la descrizione dell'ubicazione del progetto, anche in riferimento alle tutele e ai vincoli presenti.

Omissis".

Tuttavia il D.lgs 152/2006 ha per oggetto tutte le tipologie di attività per le quali si ritiene che la realizzazione possa comportare potenziali impatti significativi sull'ambiente e in ogni caso lascia al proponente la definizione e la trattazione di tutti gli elementi utili alla comprensione del progetto e alla costruzione e formulazione del Giudizio di Compatibilità Ambientale.

Per questo motivo, in riferimento all'ambito tematico in cui si inquadra l'intervento in progetto, ovvero la produzione di energia da fonte rinnovabile eolica in ambiente offshore, si ritiene opportuno richiamare i principali atti di programmazione specifica di settore a scala internazionale e nazionale e verificare il rapporto di coerenza dell'opera.

Questo perché per la verifica e valutazione del potenziale impatto ambientale e nella formulazione del Giudizio di Compatibilità Ambientale, appare a nostro avviso fondamentale considerare come tale attività rappresenti un'azione strategica e essenziale al fine del contrasto ai cambiamenti climatici e fondamentale per la riduzione in atmosfera di gas climalteranti e nocivi, in forza dei trattati internazionali e della legislazione europea aventi carattere vincolante e degli atti nazionali susseguenti a cominciare dal PNRR che come premesso ritiene tali impianti necessari al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Nel Capitolo dedicato all'impianto metodologico dello Studio di Impatto Ambientale, in relazione alle caratteristiche dell'opera in progetto e agli elementi progettuali derivanti dalla sua lettura ambientale, si sono definiti gli ambiti tematici rispetto ai quali si sviluppano le principali relazioni tra opera progettata e gli atti pianificatori e programmatori rispetto ai quali si intendono fornire gli elementi conoscitivi.

Si partirà dalla disamina della programmazione specifica dell'**ambito tematico** in cui si inquadra il progetto, richiamando **Strategie e programmi per l'eolico offshore**.

Seguiranno approfondimenti sullo stato della **Pianificazione dello Spazio Marittimo** e sui principali strumenti di programmazione internazionale, nazionale e regionale inerenti il tema **Clima e Energia da Fonti Rinnovabili**.

in relazione alle tematiche affrontate saranno evidenziate le relazioni e i rapporti di coerenza del progetto, con particolare riferimento ai trattati internazionali e alle Leggi dell'Unione Europea aventi carattere vincolante, nella specie di Direttive e Regolamenti, e ai recepimenti a livello nazionale e regionale.

A seguire, nel Capitolo 5 saranno presi in considerazione le previsioni e gli obiettivi degli strumenti Primari di governo del territorio _ urbanistici, paesistici, territoriali e di settore vigenti _ (Pianificazione Ordinaria Generale e Ordinaria Separata), anche in merito ai limiti imposti alla trasformazione del territorio e alla regolamentazione specifica degli interventi ammissibili.

I vincoli e le tutele vigenti in materia di protezione delle aree di valenza naturalistica e paesaggistica saranno trattati nella PARTE TERZA dello Studio di Impatto Ambientale, in quanto strettamente connessi alla scelta del sito di intervento e alla descrizione del contesto territoriale in cui ricade.

In definitiva, la PARTE SECONDA dello Studio di Impatto Ambientale:

- **documenta** le relazioni esistenti tra l'impianto in progetto e gli atti di programmazione e pianificazione vigenti derivanti dalle Fonti di rango primario (con particolare riferimento ai trattati internazionali e alle Leggi dell'Unione Europea aventi carattere vincolante, nella specie di Direttive e Regolamenti, e ai recepimenti dello Stato Italiano) e **descrive** i relativi rapporti di coerenza;
- **verifica la coerenza** delle opere con le previsioni e gli obiettivi degli strumenti Primari di governo del territorio _ urbanistici, paesistici, territoriali e di settore vigenti _ (Pianificazione Ordinaria Generale e Ordinaria Separata), anche in merito ai limiti imposti alla trasformazione del territorio e alla regolamentazione specifica degli interventi ammissibili;
- **accerta la conformità** del progetto con le norme derivanti dalle principali fonti legislative di rango primario (Leggi Ordinarie, Leggi Regionali, altri atti aventi forza di legge quali Decreti Ministeriali e Decreti Legislativi) in riferimento a vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici, servitù ed altre limitazioni alla proprietà.

In relazione al secondo e terzo punto, è opportuno richiamare che gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale e le normative avente carattere conformativo e vincolante, costituiscono parametri di riferimento che concorrono alla costruzione e formulazione del Giudizio di Compatibilità Ambientale, posto che lo stesso, come acclarato anche in sede giurisdizionale, non ha ad oggetto la conformità dell'opera agli strumenti di pianificazione, ai vincoli, alle servitù ed alla normativa tecnica che ne regolano la realizzazione, bensì esclusivamente la sostenibilità per l'ambiente di una determinata opera, a prescindere dalla conformità a tali atti.

E' opportuno in ogni caso anticipare, che a valle della disamina effettuata, emerge che il progetto:

- Risulta perfettamente coerente con gli obiettivi internazionali, nazionali e regionali finalizzati al contrasto e mitigazione ai cambiamenti climatici, all'uso razionale delle risorse e allo sviluppo delle Fonti energetiche rinnovabili;
- Non interferisce con alcuna area di rilevanza naturalistica, sia per la parte marina che per quella terrestre;
- Interessa, esclusivamente per l'elettrodotto terrestre interrato di collegamento alla RTN alcune aree e beni paesaggistici (Zone di notevole interesse, fascia costiera, corsi d'acqua) ma nei tratti interferenti le modalità di realizzazione, interrimento o Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), non determinano alcuna alterazione né della morfologia e né dell'aspetto esteriore dei luoghi;
- Le medesime modalità realizzative permettono di superare le interferenze col reticolo idrografico e con aree esondabili individuate dal Piano Stralcio di Assetto Idrogeomorfologico Marecchia_Conca.

2 STRATEGIE E PROGRAMMI PER L'EOLICO OFFSHORE

La produzione di energia elettrica "pulita" mediante l'utilizzo della forza del vento è sostenuta in Europa e in Italia attraverso l'emanazione di una serie di atti legislativi concernenti le fonti rinnovabili in generale e l'eolico in particolare.

Gli atti legislativi, sia comunitari sia nazionali, sono stati emanati per incentivare l'utilizzo di fonti energetiche il cui sfruttamento non comporti l'emissione di gas serra in atmosfera.

Gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili hanno effetti positivi e garantiscono la produzione di energia elettrica utilizzando una fonte rinnovabile e inesauribile, senza l'introduzione in atmosfera di gas climalteranti e di altri elementi dannosi per l'uomo e per l'ambiente.

Per tali motivi, a cui si aggiungono rilevanti aspetti di sviluppo industriale e socio-economici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili offshore è una priorità dell'Unione Europea in quanto aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, favorisce l'occupazione e il coinvolgimento delle realtà locali e consente di ridurre l'impatto ambientale associato al ciclo energetico.

L'Unione Europea ha adottato una serie di atti a sostegno delle fonti rinnovabili, a partire dal fondamentale Libro Bianco della Commissione Europea *"Energia per il futuro: le fonti di energia rinnovabili"*, del 20 novembre 1996 e la Direttiva 2001/77/CE per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili.

Da allora si sono succeduti una serie di provvedimenti, direttive ed atti di impegno a livello internazionale che hanno coinvolto l'intera comunità di stati membri e a cui sono seguiti a caduta programmi e normative specifiche promossi dallo stato italiano e dalle regioni nell'ambito delle proprie competenze programmatiche.

Di seguito, dopo aver dedicato un paragrafo allo stato dell'arte dell'eolico offshore in Europa e in Italia, si richiamano sinteticamente le azioni programmatiche europee, nazionali e regionali, evidenziando gli aspetti che interessano il settore energetico e l'eolico in particolare e motivando la coerenza del progetto rispetto agli obiettivi e alle strategie dei documenti citati.

2.1 PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA PER L'EOLICO OFFSHORE

In relazione alla tipologia impiantistica, **da circa 15 anni le politiche energetiche e climatiche europee a lungo termine sono ampiamente favorevoli all'eolico offshore.**

Da allora la strategia e gli obiettivi si sono continuamente aggiornati attraverso strumenti programmatici che hanno portato gli obiettivi su livelli sempre più alti.

A livello europeo il primo documento fondamentale per l'energia eolica offshore è stato la **Comunicazione [COM (2008) 768 def.] del 13 novembre 2008**, *«Energia eolica offshore: interventi necessari per il conseguimento degli obiettivi della politica energetica per il 2020 e oltre»*, secondo cui:

"... L'energia eolica offshore può contribuire in maniera significativa al raggiungimento dei tre principali obiettivi della nuova politica energetica, ovvero: riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, sicurezza dell'approvvigionamento energetico, miglioramento della competitività dell'UE...".

Dunque già nel 2008, quando le installazioni erano ancora poco diffuse, la Commissione rilevava le grandi potenzialità di questa tecnologia:

“Secondo la comunicazione, lo sviluppo delle energie rinnovabili deve contribuire agli obiettivi della nuova politica energetica dell’Europa. In questo contesto, l’energia eolica offshore costituisce un’alternativa pertinente, dal momento che rappresenta una fonte di energia pulita, locale e rinnovabile.

La comunicazione mira a promuovere lo sviluppo dell’energia eolica offshore nell’Unione europea.

L’energia eolica offshore può contribuire in maniera significativa al raggiungimento dei tre principali obiettivi della nuova politica energetica, ovvero:

- *la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra;*
- *la sicurezza dell’approvvigionamento;*
- *il miglioramento della competitività dell’Unione europea.*

Vantaggi dell’energia eolica offshore

Questo tipo di energia offre vari vantaggi rispetto alla produzione di energia eolica terrestre:

- *gli impianti di produzione in mare sono più grandi rispetto a quelli sulla terraferma;*
- *i venti sono più forti e stabili in mare rispetto alla terraferma;*
- *le turbine eoliche in mare destano meno la preoccupazione dei vicini.*

I parchi eolici offshore possono presentare un vantaggio per la tutela di alcuni ecosistemi marini e possono altresì permettere lo sviluppo di altri utilizzi emergenti del mare, fra cui l’acquacoltura in mare aperto, che possono beneficiare delle sottostrutture dei parchi eolici.

L’energia eolica offshore è quindi una fonte abbondante, locale, pulita e rinnovabile.

Potenzialità di questo tipo di energia

Sembra possibile prevedere entro il 2020 un aumento dell’ordine di 30-40 volte della capacità installata di impianti eolici offshore rispetto ad oggi.

Altre fonti di produzione energetica devono essere parimenti sviluppate su vasta scala, come l’energia mareomotrice, l’energia del moto ondoso, l’energia termica o le correnti marine.

E’ quindi necessario disporre di un quadro legislativo e politico chiaro per poter sfruttare al meglio questo tipo di energia. In quest’ottica è auspicabile sviluppare delle sinergie tra la politica energetica per l’Europa e la nuova politica marittima integrata dell’Unione.

Le azioni conseguenti di promozione del settore e la azioni intraprese dagli stati membri e dagli investitori a partire dal 2008, hanno confermato e superato i migliori auspici della Commissione Europea e l’utilizzo delle tecnologie offshore per la produzione di energia è diventato uno dei capisaldi della programmazione europea e in particolare del Green Deal.

2.1.1 IL GREEN DEAL E LA COMUNICAZIONE PER LE RINNOVABILI OFFSHORE [COM(2020) 741 FINAL]

Promuovendo a dicembre 2019 il Green Deal UE [COM(2019) 640], ossia la strategia economica per raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica e di ripresa economica, l’Unione Europea ha sancito la sua ambizione di diventare climaticamente neutra entro il 2050.

I capi di Stato dell'UE si sono impegnati ad aumentare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 ad almeno il 55%, rispetto all'attuale 40%.

Gli obiettivi sono diventati vincolanti con l'emanazione della **Legge Europea sul Clima** (REGOLAMENTO (UE) 2021/1119 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 30 giugno 2020, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale il 9 luglio 2021 ed entrata in vigore il 29 luglio 2021.

In riferimento all'eolico offshore, L'UE, nell'ambito del Green Deal UE ha adottato l'11 novembre 2020 una "*Strategia per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili offshore per un futuro climaticamente neutro*" [COM(2020) 741 final].

La Comunicazione **propone di fare dell'energia rinnovabile offshore un elemento centrale del sistema energetico europeo**, pur considerando che i lunghi tempi di realizzazione dei relativi progetti (fino a dieci anni), rendono indispensabile tracciare una direzione strategica, verso obiettivi climatici a lungo termine e con un orizzonte che guarda al 2030/2050.

Nella Comunicazione si fa riferimento a tutte le forme di utilizzo delle risorse energetiche in mare, dal vento all'energia oceanica (moto ondoso, maree) anche se la tecnologia **dominante resta quella dell'eolico offshore**, che ha ormai raggiunto un livello di maturità e diffusione, tale da fornire – già oggi – energia per milioni di persone in tutto il mondo.

Secondo la Commissione:

"Oggi l'eolico offshore produce energia elettrica pulita competitiva, e talvolta meno costosa, rispetto a quella prodotta dalle tecnologie tradizionali basate sui combustibili fossili. Si tratta di una storia di leadership industriale e tecnologica europea incontestata. I laboratori e le imprese europei stanno sviluppando rapidamente una serie di altre tecnologie che consentono di sfruttare la forza del mare per produrre elettricità verde: dall'energia eolica offshore galleggiante² alle tecnologie dell'energia oceanica, come l'energia del moto ondoso e delle maree³, al fotovoltaico galleggiante e all'uso delle alghe per produrre biocarburanti.

La comunicazione sul Green Deal europeo (Il Green Deal europeo. [COM(2019) 640 final] ha pienamente riconosciuto il contributo di questo potenziale a un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva. Il piano per l'obiettivo climatico 2030 ha illustrato perché e come le emissioni di gas a effetto serra dovrebbero essere ridotte di almeno il 55 % entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Sarà necessario accrescere il settore dell'eolico offshore, che secondo le stime richiederà meno del 3 % dello spazio marittimo europeo e può pertanto essere compatibile con gli obiettivi della strategia dell'UE sulla biodiversità.

.....

la Commissione ritiene realistico e realizzabile l'obiettivo di disporre entro il 2030 di una capacità installata di almeno 60 GW di energia eolica offshore

.....

Per conseguire entro il 2050 l'obiettivo di una capacità installata di 300 GW di energia eolica offshore e di 40 GW di energia oceanica il settore ha bisogno di un cambiamento imponente di scala in meno di 30 anni, ad una velocità che non ha precedenti nello sviluppo di altre tecnologie energetiche. Occorrerà infatti moltiplicare di quasi 30 volte la capacità delle energie rinnovabili offshore entro il 2050. Gli investimenti necessari sono stimati a 800 miliardi di EUR.

..."

La Commissione ha rilevato che i nuovi impianti, negli ultimi dieci anni, hanno incrementato notevolmente la propria capacità e, al contempo, diminuito costantemente i costi di produzione e **oggi l'eolico offshore è già in grado di competere con la tecnologia basata sui combustibili fossili.**

L'energia offshore è considerata, inoltre, la tecnologia rinnovabile con il maggior potenziale di crescita.

Gli obiettivi sono ambiziosi: dai 25 GW di capacità eolica offshore installata al 2020, il target è di disporre entro il 2030 di una capacità installata di 60 GW e di 1 GW di energia oceanica; entro il 2050, l'obiettivo è di arrivare a 300 GW di capacità eolica offshore installata e 40 GW di energia oceanica a cui si sommerà il contributo di altre tecnologie rinnovabili offshore, come ad esempio il fotovoltaico galleggiante.

Sommando le ambizioni del Regno Unito e della Norvegia, l'Europa avrebbe 400 GW entro il 2050.

Obiettivi sicuramente ambiziosi, ma che consentirebbero di ottenere notevoli vantaggi in termini di decarbonizzazione, oltre che importanti benefici anche in termini di posti di lavoro e crescita, contribuendo così alla ripresa dall'emergenza sanitaria da COVID-19 e eleggendo l'UE a leader nelle tecnologie pulite.

La strategia per le energie rinnovabili offshore si concentra su sei aree chiave per realizzare questo obiettivo:

- pianificazione dello spazio marittimo;
- infrastrutture di rete;
- un quadro normativo dell'UE per le reti offshore;
- investimenti pubblici e privati;
- ricerca e innovazione;
- catena di fornitura e valore.

Per raggiungere i suddetti obiettivi, la Commissione europea ha altresì evidenziato alcuni aspetti da tener conto nella programmazione e varie attenzioni e modalità di attuazione:

in primis è fondamentale comprendere le differenze tra i vari bacini che compongono nel loro insieme il Mare Europeo e quindi si solleva la necessità di ragionare sulle **specificità di ciascun ambito marino.**

Altro elemento indispensabile sono la **protezione della biodiversità e la necessità di garantire spazi multi uso:**

Gli spazi marittimi designati per lo sfruttamento dell'energia offshore dovrebbero essere compatibili con la protezione della biodiversità, dovrebbero tenere conto delle conseguenze socioeconomiche per i settori che dipendono dalla buona salute degli ecosistemi marini e dovrebbero integrare il più possibile gli altri usi del mare.

Altro aspetto fondamentale è **promuovere la cooperazione transfrontaliera** tra gli Stati membri nella pianificazione delle tecnologie offshore, **anche attraverso l'integrazione dei piani nazionali di gestione dello spazio marittimo**, che gli Stati costieri erano tenuti a presentare alla Commissione entro marzo 2021 (su questo fronte vi sono parecchi ritardi e l'Italia sembra essere particolarmente a rischio di procedure di infrazione).

Inoltre, per favorire i cospicui investimenti che saranno necessari (ca. 800 miliardi di euro), la Commissione si è impegnata a fornire agli operatori un quadro normativo chiaro ed efficace, a mobilitare a sostegno del

settore tutti i fondi europei disponibili, nonché a migliorare la catena di approvvigionamento e le infrastrutture portuali.

A giudizio degli esperti, nei prossimi 2-3 anni l'attuazione della strategia offshore determinerà se l'UE definirà il quadro giusto per soddisfare l'aumento di capacità di 25 volte previsto entro il 2050.

Nel breve termine fino al 2030, secondo molti osservatori permangono grandi incertezze sulla capacità dei governi ad accelerare i permessi, **compreso il coordinamento dei loro piani spaziali marittimi**, e sul ritmo della costruzione della rete on e offshore.

La cooperazione regionale sarà strumentale per realizzare tutto questo; la fornitura di questi grandi volumi eolici offshore entro il 2050 richiederà lo sviluppo di impianti ibridi offshore, isole energetiche, produzione offshore di idrogeno rinnovabile e sistemi HVDC multi-terminale che richiederanno adeguamenti alla legislazione dell'UE, in particolare sulla progettazione del mercato.

A livello degli stati nazionali, gli sviluppi politici rimangono concentrati sul 2030; il Regno Unito si è impegnato a costruire 40 GW di energia eolica offshore entro il 2030 e la Danimarca ha identificato aree fino a 12,4 GW di capacità offshore da mettere all'asta nel prossimo decennio.

In positivo, il vento sta diventando una storia paneuropea.

Sono stati presentati o adottati atti legislativi cruciali in Polonia, Lituania, Irlanda e Spagna e i governi di Grecia, Turchia e Romania stanno elaborando le loro strutture per lo sviluppo dell'eolico offshore.

Ma la politica non è stata ovunque favorevole all'eolico offshore; conflitti sono nati in Germania, che ha approvato l'Offshore Wind Bill (WindSeeG) dopo discussioni spinose; la proposta iniziale del governo era di far pagare agli sviluppatori il diritto di costruire parchi eolici offshore; alla fine di accesi dibattiti, la normativa ha lasciato invariato il sistema delle aste per due anni, con una futura rivalutazione.

La Svezia rimane chiusa per l'eolico offshore e il Portogallo non offre al momento alcun supporto governativo per favorire lo sviluppo di questo tipo di installazioni.

In totale, gli impegni eolici offshore dei governi in tutta Europa ammontano a 111 GW di eolico offshore entro il 2030.

Per soddisfare questi volumi, i governi dovrebbero aumentare la crescita dagli attuali 3 GW/anno a 11 GW/anno entro il 2026 e sostenere questo ritmo di installazione; nonché fornire una chiara procedura di aste per i cosiddetti "contratti per differenza", che sono al momento lo strumento più conveniente per lo sviluppo dell'eolico offshore.

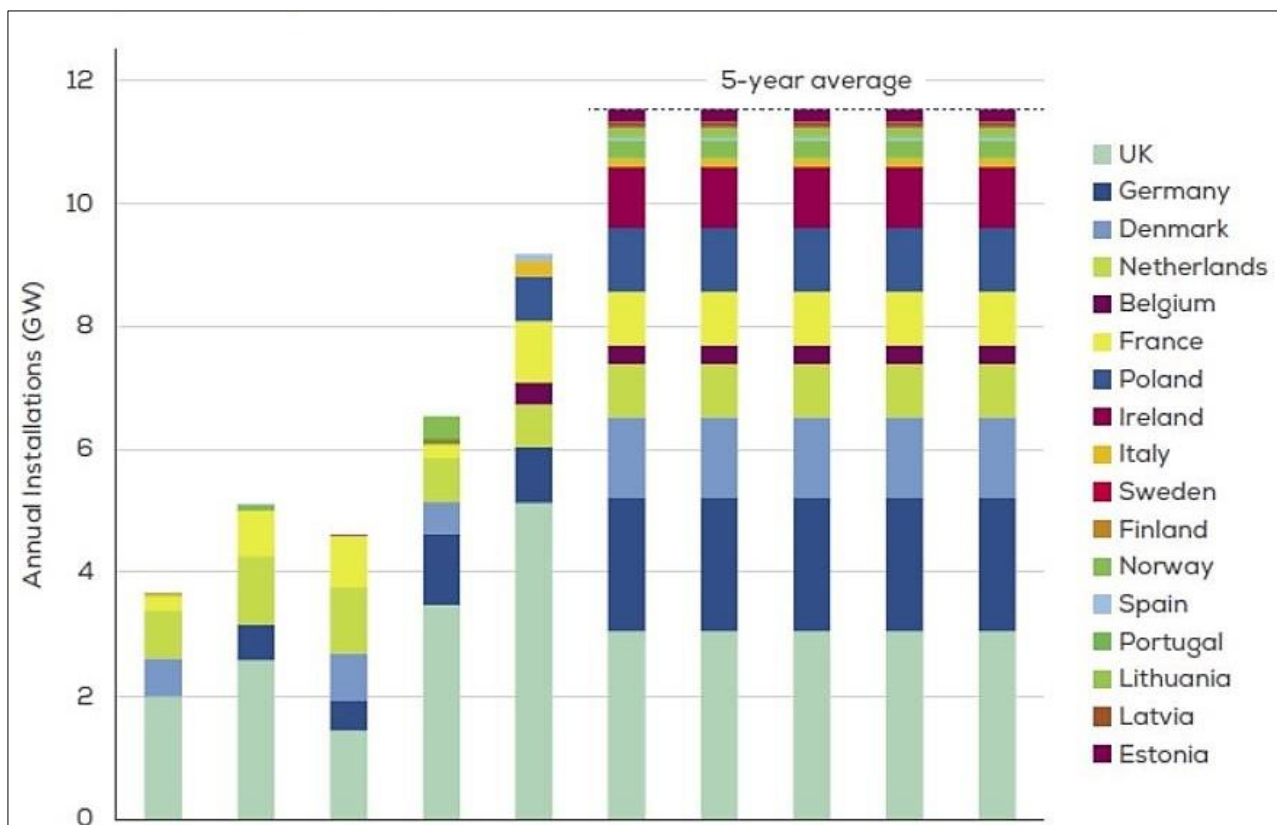


Tabella 2.1 – Previsioni al 2030 delle installazioni di impianti eolici offshore nei paesi europei

2.2 LO STATO DELL'EOLICO OFFSHORE IN EUROPA

Nell'ultimo decennio si è sviluppata con grande rapidità la produzione di **energia offshore da fonti rinnovabili**: eolico, solare, e marina (moto ondoso o maree).

Tra tutte queste, **l'eolico offshore è l'unico metodo aver raggiunto una piena maturazione**, anche dal punto di vista tecnologico, e a costituire una delle fonti rinnovabili con il **maggior potenziale** contributo alla transizione energetica avviata da molti Paesi.

Negli ultimi dieci anni, infatti, sono stati fatti enormi passi in avanti, dal punto di vista sia tecnologico sia di capacità produttiva installata.

L'energia generata da una singola turbina *offshore* è passata dai 2 MW di inizio anni 2000 ai 12 MW attuali, con la commercializzazione di turbine di oltre 15 MW prevista nel 2024.

Una rapida crescita favorita anche dalla riduzione dei costi dell'eolico *offshore*, scesi ormai al di sotto del dollaro per kWh prodotto (0,89/kWh nel 2019, secondo l'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili).

Grazie ai costi in discesa, anche se ancora più elevati rispetto all'eolico *onshore*, nel 2020 a livello europeo si sono **raggiunti 25 GW** di capacità eolica *offshore*: negli **ultimi dieci anni la capacità globale è dunque più che decuplicata**; la visione ancora più ambiziosa prospettata dalla Commissione Europea, secondo cui le politiche europee dovrebbero spingere verso un aumento della domanda di **idrogeno sostenibile** prodotto dall'eolico offshore, potrebbe favorire ulteriormente la capacità di penetrazione degli impianti eolici in mare.

I numeri dimostrano che nella maggior parte dei paesi dell'Europa che si affacciano sul mare, l'eolico offshore è ormai una tecnologia diffusa e in continuo sviluppo che sta contribuendo in maniera importante al raggiungimento degli obiettivi energetici programmati da ciascun paese in relazione all'apporto della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Si assiste tra l'altro ad una positiva accettazione collettiva e questo dipende sicuramente dai benefici ambientali prodotti, dalle positive ricadute socio economiche, dalle interazioni territoriali sviluppate e dalla qualità complessiva dei progetti.

In particolare, nei più recenti progetti europei **la ricerca sulle forme di integrazione nel paesaggio degli impianti (layout e relazioni con i contesti) e lo studio e monitoraggio delle relazioni con avifauna e specie ittiche sta evidenziando risultati interessanti in termini di riduzione degli impatti ma anche di sperimentazioni con impianti di itticoltura e fruizione turistica** (impianti di Horns Rev, Yttre Stengrund, Thanet, Texel, Alpha Ventus, Sheringham Shoal, Brighton).

La realizzazione di progetti siffatti è stata possibile in virtù di una pianificazione e gestione avvenute in maniera semplice e trasparente.

A puro titolo di esempio e limitandoci a paesi a noi vicini:

Nel Regno Unito la capacità da fonte eolica offshore generata sino a fine 2020 è di circa 10,43 GW, primato assoluto in Europa raggiunto dalle 40 Wind Farms installate e connesse alla Rete Elettrica.

L'UK sta spingendo ulteriormente su questa strada tanto che a febbraio 2019 è entrato in funzione a circa 120 km dalle coste dello Yorkshire una delle centrali offshore più grandi al mondo (*progetto denominato "Hornsea Project One", distribuito in 4 lotti che a regime porteranno la potenza complessiva a 6 GW*).

Questo impianto sarà in grado di soddisfare il bisogno energetico di 1 milione di case britanniche, ponendo il Regno Unito come uno dei leader europei nel settore dell'eolico.

A marzo del 2019 la produzione di energia elettrica dell'eolico offshore nel Regno Unito ha superato quella delle centrali nucleari, un record mai raggiunto nel Paese, che arriva proprio nel periodo in cui il Governo inglese ha firmato un accordo con le compagnie energetiche per aumentare la capacità degli impianti eolici offshore dagli attuali 10,43 GW a 30 GW entro il 2030.

Un piano che dovrebbe creare anche 27 mila nuovi posti di lavoro specializzati.

In Spagna, il Governo nazionale ha approvato un piano che individua le aree incompatibili con la realizzazione di impianti eolici per ragioni ambientali o di rotte di navigazione commerciali o militari. Così nelle altre aree si possono proporre impianti da sottoporre a valutazione.

Nel 2018 la Spagna ha installato 2 piccole centrali eoliche alla Gran Canaria, progetti sperimentali con fondazioni flottanti concepite per le grandi profondità, finanziati dall'UE nell'ambito del progetto Elican.

Al 2020 in Spagna c'è un'unica Wind Farm connessa di 5 MW di potenza.

In Francia è stata scelta una procedura differente, che prevede l'individuazione da parte del Governo delle aree dove realizzare impianti eolici offshore e poi la realizzazione di gare per la selezione delle proposte. Per cui il Governo ha individuato le aree con le migliori potenzialità anemologiche, e fissato le regole per la presentazione delle proposte dopo una concertazione con gli Enti Locali sulle regole di tutela. Successivamente sono state lanciate delle gare trasparenti per la selezione delle proposte, dopo aver definito gli incentivi ma anche i vantaggi in termini di investimenti per i territori coinvolti.

La Francia attualmente ha connesso alla rete 2 turbine galleggianti in mare aperto (progetto Floatgen (2 MW) al largo della costa della Bretagna e è realizzato il progetto Eolink 1/10, che ha collegato un prototipo di turbina di circa 200 kW sempre in Bretagna.

La Francia ha l'obiettivo di accelerare sui progetti per l'eolico offshore, con la previsione di una super-installazione da quasi 600 MW al largo di Dunkerque, nel nord del paese, la cui entrata in funzione è prevista per il 2026, dieci anni dopo l'inizio della procedura per la selezione dei concorrenti.

Recentemente il governo ha pubblicato una nuova versione della Programmazione Pluriennale dell'Energia (PPE), la roadmap che determina la politica energetica del paese fino al 2028.

Parigi ha rivisto al rialzo gli obiettivi e punta a una capacità compresa tra i 5,2 e i 6,2 GW entro il 2028 e anche un maggior numero di appalti tra il 2021 e il 2022.

In Germania, invece sono state individuate le aree compatibili con la realizzazione di impianti eolici nel Mare del Nord e nel Mar Baltico, individuati gli incentivi e aperta una interlocuzione con diversi gruppi industriali.

Il confronto ha portato alla realizzazione di 29 Wind Farms, per complessivi 7,69 GW e una produzione che dovrebbe garantire a fine 2021 il 13% dell'energia da fonti rinnovabili così come prevede il piano nazionale.

Solo nel 2018, sono stati installati 969 MW con 3 parchi eolici di cui il Borkum Riffgrund II (465 MW) è stato collegato alla rete, diventando il più grande parco eolico offshore realizzato in Germania.

Nel 2020 in Germania sono stati connessi altri 0,22 GW.

2.2.1 I DATI DELLE INSTALLAZIONI AGGIORNATI A FINE 2020

Dall'ultimo rapporto di Wind Europe (*Offshore Wind in Europe _ Key trends and statistics 2020*), emerge che nel 2020 sono entrati in esercizio 9 nuovi parchi eolici offshore in cinque diversi Paesi; l'Olanda ospita oltre la metà della nuova capacità con quasi 1,5 GW, seguita dal Belgio con 0,76 GW, dal Regno Unito con 0,48 GW, dalla Germania con 0,22 GW, tra cui 17 MW di offshore su piattaforme flottanti.

Rispetto alle bollette - spiega il rapporto - le aste dello scorso anno nel Regno Unito, in Francia e nei Paesi Bassi hanno fornito prezzi per i consumatori compresi nella forbice di 40-50 euro per MWh (Megawattora).

La commissione Europea - osserva WindEurope - afferma che:

"C'è bisogno di una capacità compresa tra i 230 e i 450 GW di vento offshore entro il 2050 per decarbonizzare il sistema energetico e raggiungere gli obiettivi del Green Deal".

In termini di installazioni complessive, si riportano i dati a tutto il 2020:

- A fine 2020 le turbine connesse alla rete sono 5.402, per un totale di 25,014 GW di potenza nominale installata;
- Sono 116 i parchi eolici offshore realizzati in 12 paesi europei (incluso un sito con turbine parzialmente connesse alla rete);
- Il Regno Unito ha la più grande capacità eolica offshore in Europa, con il 42% di tutte le installazioni; la Germania è seconda con il 31%, seguita da Paesi Bassi (10%), Belgio (9%) e Danimarca (7%);
- L'Europa ha aggiunto 2,9 GW di capacità offshore nel 2020, a fronte dei 3,6 GW installati nel 2019; sono ben 356 nuove turbine eoliche offshore collegate alla rete, in nove parchi eolici;

- Otto nuovi progetti eolici offshore hanno raggiunto la Final Decision Investment (FID) in quattro diversi paesi nel corso del 2020, la cui costruzione dovrebbe iniziare nei prossimi anni.

Per quanto riguarda gli aspetti finanziari e tecnici dei progetti entrati in funzione nel 2020, emerge che;

- Gli investimenti in nuovi asset sono stati pari a 26,3 miliardi di euro per finanziare 7,1 GW di capacità aggiuntiva;
- L'Olandese Kust Noord V è stata l'unica asta di quest'anno, vinta da un consorzio di Shell New Energies & Eneco won;
- I due più grandi parchi eolici, Hollandse Kust Zuid 1-4 (1,5 GW) e Dogger Bank A e B (2,4 GW) nel Regno Unito, insieme hanno raccolto quasi 13 miliardi di euro di capitale.
- La capacità nominale media delle turbine installate nel 2020 è stata di 8,2 MW, con due terzi dei parchi eolici con opere offshore nel 2020 che utilizzano turbine di dimensioni maggiori;
- La dimensione media dei parchi eolici realizzati nel 2020 è stata di 788 MW, il 26% in più rispetto al 2019;
- La distanza media dalla riva è stata di 52 km e la profondità dell'acqua di 44 m;
- GE Renewable Energy ha ricevuto il più grande ordine di turbine eoliche, da SSE ed Equinor per la Dogger Bank (A e B) nel Regno Unito; il progetto prevede l'installazione di Turbine 190 GE Haliade-X da 13 MW

Nelle tabelle seguenti, sono indicati i dati di crescita dal 2010 al 2020 e le Wind Farms installate negli 11 paesi europei più attivi nel settore: in testa il Regno Unito (ca 10,43 GW) e la Germania con poco meno di 7,7 GW.

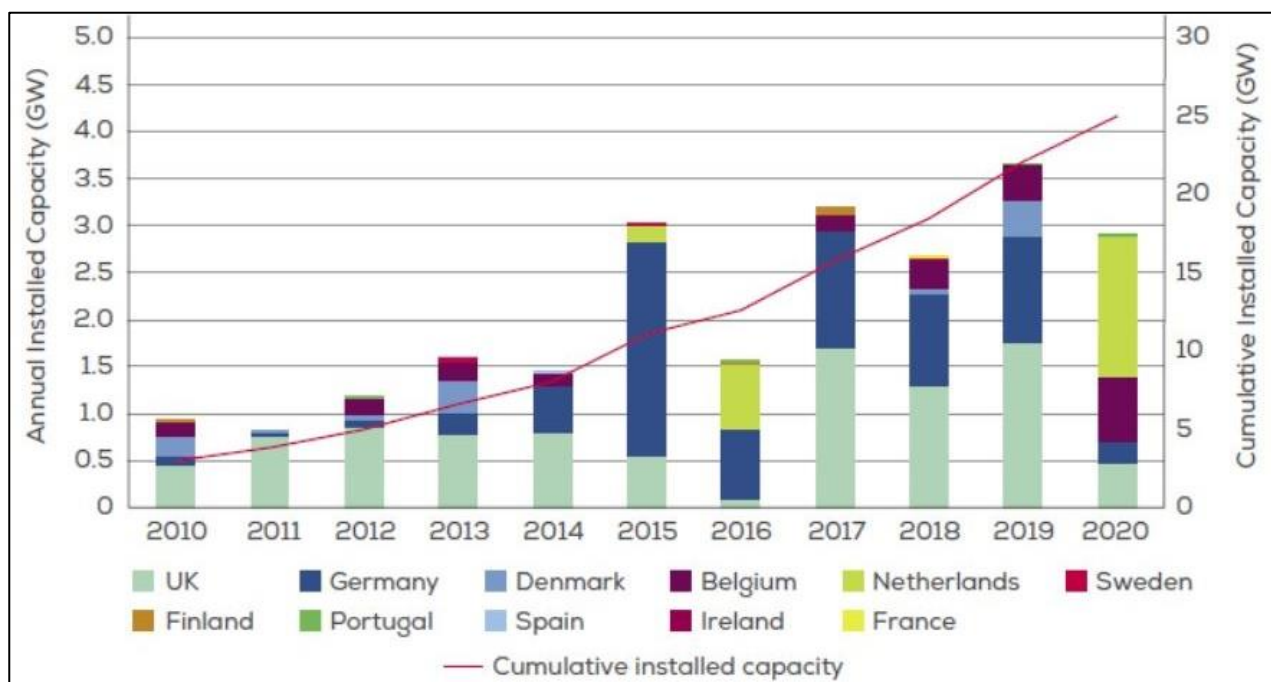


Tabella 2.2 – I dati del decennio 2010/2020 (Fonte Wind Europe)

COUNTRY	NO. OF WIND FARMS CONNECTED	CUMULATIVE CAPACITY (MW)	NO. OF TURBINES CONNECTED	NET CAPACITY CONNECTED IN 2018	NO. OF TURBINES CONNECTED IN 2018
TOTAL	105	18,499	4,543	2,649	409
United Kingdom	39	8,183	1,975	1,312	222
Germany	25	6,380	1,305	969	136
Denmark	14	1,329	514	61	42
Belgium	7	1,186	274	309	8
Netherlands	6	1,118	365	0	1
Sweden	4	192	79	-10	-7
Finland	3	71	19	0	0
Ireland	1	25	7	0	0
Spain	2	10	2	5	1
France	2	2	2	2	2
Norway	1	2	1	0	0

Tabella 2.3 – I dati delle installazioni aggiornati al 2020 (Fonte Wind Europe)

2.3 LO STATO DELL'EOLICO OFFSHORE IN ITALIA

In Italia, contrariamente ad altri paesi europei, ad oggi non esistono né una normativa specifica relativa all'eolico offshore né Linee Guida Ministeriali dedicate alla localizzazione e all'individuazione di aree idonee.

Il Decreto Ministeriale 10 settembre 2010, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con l'allora Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con l'allora Ministero per i Beni e le Attività Culturali, recante Linee Guida per il procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, si occupa solo delle aree ubicate sulla terraferma.

Le Linee Guida non si applicano quindi agli impianti offshore per i quali il DM rimanda esclusivamente al procedimento di autorizzazione da rilasciarsi con le modalità di cui all'articolo 12, comma 4, del decreto legislativo n. 387 del 2003.

Nell'ambito di attuazione del D.Lgs 201 del 7 novembre 2016 che istituisce un quadro per la Pianificazione dello Spazio Marittimo, e di redazione dei Piani di Gestione dello spazio marino previsti (di cui si dirà nel successivo Capitolo 3), **dovrebbero essere individuate e regolamentate aree idonee per l'eolico offshore e per le altre tecnologie.**

Nonostante alcune regioni, tra cui l'Emilia Romagna (con DGR 277/2021 ha approvato e trasmesso al Ministero la propria proposta) abbiano predisposto studi per la definizione del Piano di Gestione a livello di macroregione marina, al momento l'Italia non ha rispettato il termine del 31 marzo 2021 per la

presentazione alla Commissione Europea della proposta di Piani di gestione dello spazio marittimo, come previsto dal Decreto Legislativo del 17 Ottobre 2016 di recepimento della Direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.

Il tema della Pianificazione dello spazio marittimo e della definizione dei piani di gestione è diventato urgente, tanto che viene posto come punto essenziale da recente **D.lgs 8 novembre 2021 , n. 199** "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili".

In particolare, l'ART. 23 (Procedure autorizzative per impianti offshore e individuazione aree idonee) al comma 2 **stabilisce che i Piani di Gestione dello Spazio Marittimo saranno gli strumenti attraverso i quali individuare le AREE IDONEE per l'eolico offshore e fissa un termine per la loro adozione:**

"[...] sono considerate tali le aree individuate per la produzione di energie rinnovabili dal Piano di gestione dello spazio marittimo produzione di energia da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 17 ottobre 2016 n. 201, e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1 dicembre 2017, recante "Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.19 del 24 gennaio 2018. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto si provvede all'adozione del piano di cui al periodo precedente con le modalità di cui all'articolo 5, comma 5, del decreto legislativo 17 ottobre 2016 n. 201".

Il Decreto 199/2021 è entrato in vigore il 15 dicembre 2021 e pertanto la scadenza dei termini di adozione dovrebbe essere a giugno del 2022.

Ma a parte i ritardi, va sottolineato che la pianificazione si riferisce a tutte le attività e usi possibili in mare e le tempistiche definite dal D.lgs 201/2016 e dalle successive Linee Guida del 2017 sono piuttosto lunghe e la predisposizione dei Piani di Gestione dello spazio marittimo nonché delle aree terrestri rilevanti per le interazioni terra-mare, è governata da un procedimento molto complesso che si protrarrà sicuramente ben oltre la scadenza ipotizzata per giugno 2022, data anche la necessità di attivare, prima della definitiva approvazione, le procedure di VAS e VincA previste dalle Linee Guida emanate nel 2017.

In assenza di programmazione e pianificazione, già a partire dal 2007 al largo delle coste italiane sono stati presentati 16 progetti di impianti eolici e nessuno è stato autorizzato ad eccezione di un piccolo progetto di near-shore del gruppo Renexia, di 30 MW complessivi da realizzarsi **nella rada esterna del porto di Taranto** (progetto presentato nel 2008 e autorizzato nel 2013 ma che di fatto solo nel 2021 è entrato nella fase realizzativa dopo aver superato di un'interminabile sequenza di ricorsi conclusi con la Sentenza del Consiglio di Stato (n. 03252/2015).

Come si evince dal dossier di Legambiente Italia del 2015,

"...Per tutti i progetti di impianti eolici offshore presentati in Italia sono infatti sorti problemi per le autorizzazioni - malgrado alcuni procedimenti si siano conclusi con pareri di VIA positivi - con ricorsi amministrativi, veti del Ministero dei Beni Culturali e delle Soprintendenze, Regioni, Enti Locali. La ragione è semplice da spiegare: la completa incertezza delle procedure, per cui si determinano conflitti tra amministrazioni dello Stato e ricorsi, dovuti al fatto che non si sa neanche dove è esclusa la realizzazione dei progetti per ragioni ambientali e non è prevista alcuna informazione dei cittadini. Per esempio, in mare non

valgono neanche le Linee Guida approvate per gli impianti a terra. Questa situazione è paradossale perché negli ultimi anni, nella più totale indifferenza, sono sorti decine di porti turistici, villaggi turistici sul mare e l'abusivismo edilizio continua a provocare danni e per chi nei mari italiani ha proposto o vorrebbe proporre trivellazioni per estrarre petrolio o gas sono state aperte tutte le porte, portando a interventi normativi che hanno cancellato ogni possibile barriera ambientale o parere contrario.

Eppure il Mediterraneo è uno dei mari più delicati al mondo da un punto di vista ambientale, dove sversamenti di petrolio provocherebbero danni enormi agli ecosistemi. Un mare che è nell'interesse di un Paese come l'Italia, e dei suoi cittadini, tutelare da ogni forma di inquinamento e puntare a fare diventare attraverso le fonti rinnovabili uno spazio di innovazione energetica pulita accessibile e distribuita."

Per quanto osservato nel Dossier, in teoria vi sarebbero tutte le condizioni per realizzare interventi in Italia.

Le potenzialità esistono per valorizzare l'energia dal vento: l'Anev le stima in circa 2,5 GW capaci di soddisfare i fabbisogni elettrici di 1,9 milioni di famiglie.

Inoltre, in coerenza con le direttive europee il Piano di Azione Nazionale sulla promozione delle fonti rinnovabili prevedeva per gli impianti eolici offshore un obiettivo crescente dai 100 MW che si sarebbero dovuti installare nel 2013 fino ad arrivare a 680 MW nel 2020, obiettivo evidentemente miseramente fallito.

Da un recente studio del Politecnico di Milano (§ <https://www.qualenergia.it/articoli/litalia-e-un-mix-elettrico-pulito-al-2050-quali-strade-per-arrivarci/>), emerge che per arrivare all'obiettivo del 2050 di un mix elettrico 100% rinnovabile, nello scenario di costo ottimale **si parla di aggiungere 144 GW di fotovoltaico**, di cui la maggior parte in impianti distribuiti su tetti/coperture; poi **59 GW di eolico a terra, 17 GW di eolico offshore**, oltre a 7 GW di potenza installata in elettrolizzatori per produrre idrogeno da fonti rinnovabili.

Dopo alcuni anni, oggi il tema dell'eolico offshore ritrova un certo interesse nella politica energetica dello Stato Italiano anche in attuazione del PNRR e del PNIEC a cui si richiama.

Il PNRR (ultima revisione) trasmesso in Europa per la valutazione è stato approvato il 13 luglio 2021 dal Consiglio dei Ministri del Governo Draghi.

Il documento traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l'Italia vuole realizzare con i fondi europei di Next Generation EU e pone grandissima attenzione alla Rivoluzione verde e transizione ecologica, una delle 6 macro-missioni previste, per la cui realizzazione vengono assegnati 59,47 miliardi dal PNRR + 1,31 da React-EU + 9,16 dal fondo complementare.

Al momento, **il PNIEC** (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) ha assegnato un fattore di crescita per l'eolico offshore e fissa un obiettivo minimo di realizzazione di **300 MW al 2025 e di 900 MW al 2030**.

Tuttavia l'implementazione del contingente di MW prodotti da impianti eolici offshore rientra tra gli obiettivi del Ministero della Transizione Ecologica (istituito con Legge 22 aprile 2021, n. 55) e sono diversi gli atti e le iniziative volte a favorire investimenti su tale tecnologia e a pervenire ad una semplificazione dei procedimenti autorizzativi.

Per l'eolico offshore si prevede un incremento progressivo di potenza da installare, per superare di gran lunga i 900 MW al 2030 previsti nel PNIEC.

Al tempo stesso, sono diversi gli strumenti normativi messi in atto per agevolare anche questa tipologia impiantistica in relazione anche agli obiettivi del PNRR.

Particolare importanza in tal senso riveste il D.lgs 31 maggio 2021, n. 77, "*recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*" convertito in legge con L. 29 luglio 2021 n. 108;

Secondo le disposizioni del D.lgs 77/2021, gli impianti di generazione di energia elettrica da fonte eolica offshore sono compresi nell'ALLEGATO I-bis – "**Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999" (ALLEGATO inserito alla Parte II del D.lgs 152/2006).

"Allegato I _ Bis punto 1.2 Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a:

*1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, **eolici** e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti..."*

Per quanto riguarda le azioni operative specifiche, il MITE ha pubblicato un Avviso pubblico - Produzione di energia elettrica mediante impianti eolici offshore galleggianti (MITE 25 giugno 2021), finalizzato a raccogliere manifestazioni di interesse degli investitori e a istituire tavoli di lavoro e organizzare il relativo funzionamento, avendo quali parametri principali di riferimento la minimizzazione degli impatti ambientali, la celerità della realizzazione e il dimensionamento ottimale di ciascun progetto sotto il profilo della produzione energetica.

Sono seguiti degli incontri a distanza a partire dal 23 settembre 2021 e uno specifico (il 25 ottobre 2021) è stato dedicato al progetto della Centrale Eolica "Rimini", dato lo stato di avanzamento e dell'iter autorizzativo.

In definitiva al momento sembra chiara l'attenzione rivolta dal MITE all'eolico offshore:

"... Il capo di gabinetto del MITE ha osservato che l'offshore è uno dei passaggi che porteranno alla transizione energetica, anche se va sviluppato ancora l'onshore. Diversi contrasti tra il MITE e altre amministrazioni hanno bloccato tanti gigawatt che potrebbero già essere prodotti, ma si sta lavorando pure con la Presidenza del Consiglio per superare i problemi. Non sono obiettivi velleitari ma molto impegnativi..."

(§ <https://www.mite.gov.it/comunicati/eolico-riunione-al-mite-la-realizzazione-di-impianti-offshore-galleggianti>).

2.3.1 IL D.LGS 199 DEL 08/11/2021, RED II

Come premesso nella PARTE PRIMA introduttiva dello Studio di Impatto Ambientale, **grande rilevanza assume il D.lgs 8 novembre 2021, n. 199, cosiddetto RED II**, "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili".

Le principali novità introdotte per la promozione dell'uso delle fonti rinnovabili, saranno sinteticamente riportate nel successivo Paragrafo 3.3.5.1, nell'ambito della trattazione del recepimento dello Stato Italiano della Direttiva Rinnovabili 2018/2001.

In merito all'eolico offshore, si cita in particolare l'art. 23, che introduce significative modifiche a norme specifiche e, come specificato nel paragrafo precedente, stabilisce i criteri di individuazione delle Aree Idonee e introduce semplificazioni del procedimento autorizzativo.

I principali elementi di interesse introdotti dal Decreto e relativo agli impianti offshore sono i seguenti:

- **Per gli impianti offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della Transizione Ecologica** di concerto il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo;
- **Le aree idonee per gli impianti FER in ambiente offshore** saranno quelle individuate per la produzione di energie rinnovabili dal Piano di gestione dello spazio marittimo, da adottarsi entro giugno 2022;
- Nelle more dell'adozione del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo **sono comunque considerate idonee le piattaforme petrolifere in disuso e l'area distante 2 miglia nautiche da ciascuna piattaforma** nonché i porti per impianti eolici fino a 100 MW di potenza installata;
- **Nelle aree idonee l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante** individuando, ove necessario, prescrizioni specifiche finalizzate al migliore inserimento nel paesaggio e alla tutela di beni di interesse archeologico;
- I termini procedurali per il rilascio dell'autorizzazione sono ridotti di un terzo;
- Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, **non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione per le domande già presentate.**
- Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto (la scadenza dovrebbe essere a fine marzo 2022) il Ministero della transizione ecologica, di concerto con i Ministeri della cultura e delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili, adotterà le linee guida per lo svolgimento dei procedimenti di autorizzazione degli impianti eolici Offshore; **al momento l'unico riferimento specifico è la citata Circolare 40/2012 del MIMS (già MIT), che disciplina i procedimenti entro le acque territoriali.**

2.3.2 IL RECEPIMENTO DEL FIT TO 55 I MECCANISMI INCENTIVANTI

Il 29 ottobre 2021, il Ministero della Transizione ecologica ha definito la roadmap per programmare la nuova capacità rinnovabile e centrare i target «Fit for 55»; secondo la tabella di marcia l'Italia dovrà dotarsi, entro il 2030, di 60 gigawatt di nuova potenza installata (di cui almeno 43 GW da fotovoltaico e 12 GW dall'eolico) e per farlo sarà necessario, suggerisce lo schema, puntare su stabilità ed efficienza nella programmazione con calendari su base quinquennale, come detto, e su misure di semplificazione e innovazione per sostenere l'accelerazione indispensabile per centrare gli obiettivi dettati dall'Europa.

Quanto all'eolico (0,9 GW annui nel 2022 che diverranno 1,7 GW nel 2030), il driver, da affiancare alla proroga delle aste Fer 1 e ai nuovi bandi, sarà rappresentato principalmente dallo sviluppo industriale dell'eolico offshore, anche questo grazie alle risorse previste dal PNRR, e si potrà accelerare anche contando sulla capacità di sviluppo della rete elettrica e dei sistemi di accumulo.

Per arrivare al traguardo, però, serviranno altri step. Il primo dei quali dovrà arrivare a stretto giro con la pubblicazione in Gazzetta ufficiale, entro novembre, dello schema di decreto legislativo che recepisce la Direttiva RED II con la proroga delle aste FER 1 e la definizione del cosiddetto FER 2 dedicato anche all'eolico offshore.

L'eolico offshore rientra tra le nuove tecnologie innovative insieme al solare termodinamico, alla geotermia ad emissioni zero e al moto ondoso.

Ai fini dei meccanismi incentivanti, verranno stabiliti strumenti ad hoc strumenti per nuovi per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano ovvero con significativo potenziale di innovazione, e saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità.

L'utilizzo di strumenti tariffari sarà valutato considerando lo stato di sviluppo, la capacità di riduzione dei costi, il potenziale sfruttabile, il possibile contributo al raggiungimento del target, la compatibilità con il contenimento dei costi in bolletta, il miglioramento delle prestazioni ambientali e la concomitanza di altri obiettivi.

Il cosiddetto Decreto FER 2, dedicato a tali tecnologie, è in procinto di essere pubblicato in bozza, per poter avviare la fase di consultazione che porterà, come accaduto per il Decreto FER 1 dedicato all'eolico onshore e al fotovoltaico, alla definizione dei contingenti di potenza assegnata per ciascuna tipologia impiantistica e alla precisazione dei meccanismi e delle procedure di incentivazione.

Da quanto emerge da alcuni documenti presentati in bozza, attraverso il cosiddetto FER 2 (in fase di imminente pubblicazione) si dovrebbero attribuire circa 90 E MW/h di oneri medi di incentivazione per le fonti e tecnologie non ancora pienamente mature e con costi elevati (tra cui l'eolico offshore), a cui ovviamente andrebbe aggiunto il valore del kWh prodotto.

(§ documento presentato alla Commissione Industria al Senato, presentato dal MITE il 13 luglio 2021).

2.4 COERENZA DEL PROGETTO CON LE PREVISIONI PER L'EOLICO OFFSHORE IN ITALIA

Il progetto rappresenta una concreta possibilità per l'Italia di recitare un ruolo significativo rispetto al trend in corso in tutta Europa e nel mondo e risulta coerente con le previsioni e gli obiettivi di crescita di questa tipologia di generazione richiamati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2019, che punta al momento alla realizzazione di 900 MW entro il 2030.

Le attività di misurazione in mare e la conseguente disponibilità di dati di vento certi e non teorici, la rispondenza delle opere di connessione al Codice di Rete, sancite dal Benestare al Progetto rilasciato da TERNA, l'ammissibilità della localizzazione attestata dall'esito della prima fase istruttoria già conclusa, l'utilizzazione prevista di tecnologie assolutamente testate (fondazioni a monopilone) sono alcuni aspetti che dimostrano come il progetto sia fattibile nel breve periodo.

A parte le precipue caratteristiche del progetto, dagli incontri avuti con il MITE è emerso che sono pochissime le iniziative che abbiano già avviato l'iter autorizzativo; i progetti che si stanno sviluppando fuori dalle acque territoriali e che prevedono di utilizzare strutture flottanti, sono in una fase embrionale sia per lo sviluppo tecnologico e sia perché, data la grande potenza richiesta per garantire la sostenibilità economica degli investimenti, sono emersi al momento notevoli problemi relativi all'ottenimento di soluzioni di connessione

fattibili, in assenza di un progetto di sistema complesso che permetta la stabilità della rete e convogli l'effettivo utilizzo dei GWh prodotti.

Si evidenzia che allo stato attuale non è ancora stata definita una normativa specifica di riferimento secondo cui possono essere autorizzati impianti eolici offshore ubicati esternamente alle 12 MN dalla linea di base, ambito in cui lo Stato esplica le proprie competenze amministrative relativamente alla tipologia impiantistica del progetto.

Il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (nota M_INF.VPTM.REGISTRO UFFICIALE.U0024361.19-08-2021), in risposta a un quesito specifico del proponente ha chiarito che:

"[...]

Per quanto riguarda, invece, il posizionamento degli impianti eolici offshore oltre il limite delle acque territoriali, considerato che non c'è una specifica normativa che regola la fattispecie, si potrebbe fare riferimento alla Legge n.613/1967, relativa alla ricerca e coltivazione di idrocarburi nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale, antecedente alla Convenzione di Montego Bay del 1982, in quanto l'art. 4 della stessa prevede che:

"Le autorizzazioni e le concessioni per la esplorazione della piattaforma continentale a fini diversi da quelli previsti nei commi precedenti e per lo sfruttamento delle risorse naturali diverse dagli idrocarburi e dalle altre sostanze minerali, sono di competenza della amministrazione marittima. Per tali autorizzazioni e concessioni valgono, in quanto applicabili, le norme del Codice della navigazione e del relativo Regolamento di esecuzione a quelle vigenti per la determinazione del canone dovuto."

Tuttavia, sia la Legge citata che la Convenzione Montego Bay, nel definire la piattaforma continentale, si riferiscono soltanto al "fondo e sottofondo marino" e non allo sfruttamento dell'aria.

*Inoltre, la determinazione della piattaforma è, comunque, **demandata ad accordi bilaterali con gli Stati frontisti**, in assenza dei quali possono essere rilasciati permessi di prospezione/ricerca o concessioni di coltivazione di idrocarburi soltanto entro la linea mediana tra la costa italiana e quella dello Stato che la fronteggia (art. 1 Legge 613/1967) [...]"*

Lo Stato italiano sta provvedendo a creare le condizioni affinché tale problematica possa essere risolta, anche promuovendo **l'istituzione di Zone Economiche Esclusive**; si cita a riguardo la Legge 14 giugno 2021 n. 91 "Istituzione di una zona economica esclusiva oltre il limite esterno del mare territoriale".

Le Zone Economiche Esclusive, ubicate nelle acque circostanti il mare territoriale, **saranno istituite con Decreto del Presidente della Repubblica**, previa deliberazione del CdM su proposta del Ministro degli Esteri da notificare agli Stati il cui territorio è adiacente al territorio dell'Italia o lo fronteggia.

Nelle more del perfezionamento degli accordi, la nuova Legge prevede l'applicazione di soluzioni provvisorie, stabilendo che i limiti esterni della zona economica esclusiva siano definiti in modo da non compromettere od ostacolare l'accordo finale.

La ZEE è definita in base alle Convenzioni delle Nazioni Unite sul Diritto internazionale del mare – UNCLOS come la zona di mare che comprende la colonna d'acqua sovrastante il fondo del mare. Si estende al di là del mare territoriale non oltre le 200 miglia marine dalle linee di base.

Ai sensi dell'Art. 56 della Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto internazionale del mare – UNCLOS, nelle Zone Economiche Esclusive ***“Lo stato costiero gode di diritti sovrani ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione delle risorse naturali, biologiche e/o non biologiche, che si trovano nelle acque soprastanti il fondo del mare, sul fondo del mare e nel relativo sottosuolo, sia ai fini di altre attività connesse con l'esplorazione e lo sfruttamento economico della zona, quali la produzione di energia derivata dall'acqua, dalle correnti e dai venti”.***

In pratica, i diritti esclusivi di gestione e sfruttamento delle risorse economiche, ittiche e minerarie potranno essere estesi fino a 200 miglia dalla costa e si avrà la possibilità di migliorare anche il controllo e la gestione dei giacimenti delle concessioni di idrocarburi attualmente rinvenuti, che si trovano a cavallo della ZEE, e **di valorizzare altresì la possibilità di sfruttamento di forme di energia rinnovabili**, come l'eolico e il fotovoltaico offshore e la forza delle maree e delle correnti.

Tuttavia al momento tale possibilità non è praticabile in quanto necessita di passaggi istitutivi e soprattutto di fasi di negoziazione con gli stati frontalieri.

In base alle normative e programmi ad oggi vigenti, emerge che:

- **Il progetto è coerente in termini di localizzazione** con la DGR n. 277 del 01/03/2021 “D.lgs 17 ottobre 2016 n. 201 - Piano di Gestione dello Spazio Marino - Proposta della Regione Emilia-Romagna alla pianificazione dell'area marittima 'Mare Adriatico' nonché con gli studi ad essa propedeutici, e in particolare con quelli denominati “Tra la Terra e il Mare” e “Portodimare” (sia la DGR 277/2021 che gli studi, saranno oggetto di specifica trattazione nella PARTE TERZA del SIA);
- **Il progetto è già stato ritenuto ammissibile per aspetti legati alla concessione del demanio marittimo**
- **Il progetto risulta coerente con recenti disposizioni introdotte dal Decreto RED II , ricadendo in gran parte nel raggio di 2 Mn da piattaforme in disuso (AZALEA A, REGINA 1 e GIULIA 1) e pertanto in AREA IDONEA**

Tutti questi motivi oggettivi fanno sì che il progetto sia al momento uno dei pochi autorizzabili e realizzabili in tempi brevi, al netto ovviamente delle valutazioni di carattere ambientale.

2.5 LA POLITICA MARITTIMA INTEGRATA E LA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO

Molteplici sono le attività umane svolte in mare, quali la navigazione e il trasporto marittimo, la pesca, l'acquacoltura, prospezione, ricerca e l'estrazione di petrolio e gas naturale, l'estrazione di altre materie prime, la produzione di energia eolica, di energia mareomotrice, da moto ondoso o da altre fonti di energia rinnovabile, il turismo.

Queste attività toccano diversi interessi pubblici, come i trasporti, l'approvvigionamento di risorse alimentari, minerarie ed energetiche, lo sviluppo economico, la tutela dell'ambiente, la sicurezza in mare, la difesa, la tutela del patrimonio culturale sommerso e la tutela del paesaggio costiero.

Esse sinora sono state disciplinate da distinte fonti normative, le quali hanno attribuito le relative competenze amministrative a diversi enti, a diversi livelli territoriali.

Secondo l'Unione Europea tale condizione rende evidente la complessità della loro gestione, che ha ad oggetto una risorsa, lo spazio marittimo, che oggi, di fronte all'aumento della domanda del suo uso e al crescente interesse per le sue risorse energetiche e minerarie, a fronte dell'esaurirsi delle risorse terrestri, appare finita, non inesauribile, e dunque non utilizzabile illimitatamente: si tratta, infatti, di uno spazio fisico limitato, che offre a sua volta risorse finite (come quelle ittiche, la cui capacità di rigenerarsi è limitata) oppure risorse rinnovabili, ma per la cui utilizzazione è necessario occupare con strutture amovibili o non amovibili lo spazio marino finito.

La necessità di coordinare i poteri volti a permettere la coesistenza degli usi del mare ha fatto nascere l'esigenza che tale gestione avvenga in un'unica sede, che li pianifichi considerando contestualmente gli interessi coinvolti e applicando le diverse discipline di settore pertinenti.

Per tali motivi, anche in relazione al settore dell'energia, **la Commissione Europea** con la Comunicazione [COM(2020) 741 final] richiamata al precedente paragrafo 2.1.1 **individua nella pianificazione e nella preventiva localizzazione delle aree una condizione fondamentale per poter sviluppare impianti eolici offshore senza creare conflitti.**

*“ Per conseguire una capacità installata di 300/40 GW di energie rinnovabili offshore entro il 2050 sarà necessario individuare e utilizzare un numero molto maggiore di siti di produzione di energia rinnovabile offshore e di connessione alla rete di trasmissione dell'energia elettrica. **Le autorità pubbliche dovrebbero pertanto pianificare in anticipo questi sviluppi a lungo termine**, valutandone la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, garantendone la coesistenza con altre attività, come la pesca, l'acquacoltura, il trasporto marittimo, il turismo, la difesa o la realizzazione di infrastrutture, e assicurandosi che il pubblico accetti gli impianti previsti.*

[...]

La pianificazione dello spazio marittimo è uno strumento essenziale e consolidato per anticipare i cambiamenti, prevenire e attenuare i conflitti tra le priorità politiche e allo stesso tempo creare sinergie tra settori economici.”

Nei successivi due paragrafi si illustrano le azioni messe in atto dall'Unione Europea e gli atti conseguenti adottati dallo Stato Italiano in merito alla **Pianificazione dello Spazio Marittimo.**

2.5.1 LE STRATEGIE EUROPEE PER LA POLITICA MARITTIMA INTEGRATA E PER LA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO (DIRETTIVE 2008/56/CE E 89/2014/UE)

Base giuridica della politica marittima dell'Unione europea sono le competenze dell'Unione in materia di pesca (art. 43, par. 2, TFUE), navigazione marittima (art. 100, par. 2, TFUE), ambiente (art. 191 e 192, par. 1, TFUE) ed energia (art. 194, parr. 1 e 2, TFUE).

Nell'ambito di queste, **la Direttiva dell'Unione europea n. 89/2014** ha stabilito che gli Stati membri debbano disciplinare uno specifico procedimento amministrativo, di “Pianificazione dello Spazio Marittimo”, il cui esito sono uno o più Piani di Gestione dello spazio marittimo che organizzino le attività umane nelle zone marittime, stabilendo la distribuzione spaziale e temporale delle attività e degli usi attuali e futuri (articoli 3 e 8 della direttiva).

Tra le ragioni alla base di questo atto normativo, già delineate nella Comunicazione della Commissione europea del 25 novembre 2008, n. 791, “Tabella di marcia per la Pianificazione dello Spazio Marittimo:

definizione di principi comuni nell'UE" (punto 2.2), vi è, innanzitutto, quello di rafforzare l'economia marittima dell'Unione.

Infatti, la pianificazione degli usi e delle attività che possono essere svolte, coordinando le pertinenti politiche settoriali, garantisce la certezza del diritto, la prevedibilità e la trasparenza, e semplifica il rilascio di permessi, riducendo i costi di transazione per gli investitori e gli operatori, in particolare quelli attivi in più di uno Stato membro.

La Direttiva Europea 89/2014 e il recente decreto attuativo dello Stato Italiano (D.lgs 201/2016) fanno parte di questa strategia per la gestione degli oceani e la governance marittima che è stata sviluppata nell'ambito della Politica Marittima Integrata per l'Unione Europea («PMI»), il cui pilastro ambientale è costituito dalla **Direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio** che ha perseguito l'obiettivo di superare approcci frammentari, coordinando politiche settoriali, ha individuato la strategia per l'ambiente marino e ha posto le basi della **"Politica Marittima Integrata" per l'Unione Europea**.

L'obiettivo della PMI è di favorire lo sviluppo sostenibile dei mari e degli oceani e sviluppare un processo decisionale coordinato, coerente e trasparente con riguardo alle politiche settoriali dell'Unione che interessano gli oceani, i mari, le isole, le regioni costiere e ultra periferiche e i settori marittimi, anche mediante strategie per i bacini marittimi o strategie macroregionali, assicurando nel contempo il conseguimento di un buono stato ecologico come previsto dalla direttiva 2008/56/CE.

La PMI individua la Pianificazione dello Spazio Marittimo come strumento politico intersettoriale che consente alle autorità pubbliche e alle parti interessate di applicare un approccio integrato, coordinato e transfrontaliero.

L'applicazione di un approccio ecosistemico contribuirà a promuovere lo sviluppo e la crescita sostenibili delle economie marittime e costiere e l'uso sostenibile delle risorse del mare e delle coste.

La Pianificazione dello Spazio Marittimo dovrebbe perseguire, coordinandoli, gli obiettivi posti da direttive e regolamenti dell'Unione europea in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, conservazione e sfruttamento sostenibile delle risorse della pesca, conservazione degli habitat naturali, sviluppo della rete transeuropea dei trasporti, sicurezza degli impianti offshore di petrolio e gas e in materia di acque, oltre a quelli individuati proprio per lo spazio marittimo nella direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino.

Quest'ultima, considerando l'ambiente marino come un patrimonio che deve essere protetto e ripristinato al fine ultimo di preservare la biodiversità, richiede agli Stati membri di garantire che la pressione delle attività umane sia compatibile con un buono stato ambientale, sviluppando una strategia per le proprie acque marine che preveda specifiche misure, tra cui anche la distribuzione spaziale e temporale di attività (cfr. allegato VI della direttiva).

La direttiva 89/2014/UE, istituisce un quadro per la definizione dello spazio marittimo e stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di prevedere e disciplinare una nuova funzione amministrativa, quella della "Pianificazione dello Spazio Marittimo", attraverso la quale le autorità competenti degli Stati membri devono analizzare e organizzare le attività umane nelle aree marine e stabilire entro il 31 marzo 2021 dei Piani di Gestione dello Spazio Marittimo (l'Italia come detto è a rischio di procedura di infrazione per non aver provveduto nei termini).

Due sono le finalità principali che la direttiva 89/2014/UE persegue, e che devono perseguire i Piani di Gestione dello spazio marittimo.

- Il primo consiste nel consentire la coesistenza di usi e attività nello spazio marittimo, operando un bilanciamento tra interessi e attività concorrenti;
- Il secondo obiettivo, riconducibile alla tutela dell'ambiente, consiste nel garantire lo sviluppo sostenibile, cioè la crescita sostenibile delle economie marittime, e un uso sostenibile delle risorse del mare e delle coste.

A questo fine, la direttiva prevede la necessità di seguire **"un approccio ecosistemico"**, che ha anche fatto il proprio ingresso negli ordinamenti nazionali, ove talvolta è seguito nei procedimenti di valutazione ambientale come metodo applicativo del principio dello sviluppo sostenibile.

Esso è stato definito nella Convenzione internazionale sulla diversità biologica del 2000 e in alcune conferenze internazionali e, a livello dell'Unione europea, ne richiede l'utilizzo la citata direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino, cui si richiama la direttiva in esame.

L'approccio ecosistemico è un metodo per gestire terra, acqua e risorse viventi, che mira a preservare la struttura e il funzionamento dell'ecosistema, raggiungendo un equilibrio socialmente e scientificamente accettabile tra conservazione e uso delle risorse.

Tale metodo consiste nella valutazione del livello degli investimenti che si dovrebbero attivare per mantenere l'equilibrio dei cosiddetti "beni e servizi ecosistemici", cioè i beni e dei servizi forniti all'uomo dall'ambiente.

Con riferimento all'ambiente marino, tali possono essere considerati:

- in primo luogo, le risorse naturali e materie prime utilizzabili dall'uomo, come le risorse ittiche e minerarie;
- In secondo luogo, i servizi "di regolazione", capaci di regolare il clima e di mitigare i rischi naturali quali l'erosione delle coste;
- In terzo luogo, i servizi "culturali", dati dalla possibilità di usi ricreativi delle spiagge e del mare. Infine, i servizi "di supporto", che creano habitat e conservano la biodiversità.

Di tale metodo sono stati elaborati dodici principi guida.

L'ambito applicativo della direttiva è costituito dalle "acque marine" (art. 3), corrispondenti alle acque, e dal relativo fondale e sottosuolo, situate al di là della linea di base che serve a misurare l'estensione delle acque territoriali, fino ai confini della zona sulla quale lo Stato membro ha o esercita diritti giurisdizionali secondo la Convenzione delle Nazioni Unite del 1982 sul diritto del mare.

L'ambito di pianificazione include dunque il "mare territoriale", la "zona economica esclusiva" e la "piattaforma continentale".

Tale atto normativo impone agli Stati membri di designare una o più autorità competenti per la sua attuazione (art. 4 della direttiva), che possono anche non essere competenti per l'elaborazione dei Piani di Gestione dello spazio marittimo, ma fungere da organo di coordinamento per altre autorità competenti (in tal caso l'allegato alla direttiva richiede che lo Stato membro fornisca l'elenco di queste ultime e l'indicazione delle relazioni istituzionali create per garantire il coordinamento).

A questo proposito, la Commissione europea ha sottolineato che sarebbe vantaggioso identificare un unico ente responsabile del procedimento ("a one-stop-shop").

Rientra nella discrezionalità degli Stati membri determinare come i diversi obiettivi, dello sviluppo sostenibile dei settori energetici, dei trasporti marittimi, della pesca e dell'acquacoltura, del turismo, dell'estrazione delle materie prime, e la tutela dell'ambiente, si riflettono e trovano riscontro nei Piani di Gestione dello spazio marittimo (art. 5 della direttiva).

In materia di gestione integrata delle zone costiere vi è anche il Protocollo di Barcellona sulla gestione integrata delle zone costiere del Mar Mediterraneo del 2008.

In esso si afferma che l'obiettivo principale della gestione integrata delle zone costiere è di facilitare lo sviluppo sostenibile delle stesse, garantendo che l'ambiente e i paesaggi siano presi in considerazione in armonia con lo sviluppo economico, sociale e culturale.

Per questo fine gli Stati parte (tra cui l'Italia, e gli Stati membri dell'Unione europea in seguito alla ratifica da parte dell'Unione nel 2010) devono assicurare il coordinamento istituzionale, se necessario attraverso organismi o meccanismi appropriati, al fine di evitare approcci settoriali, e organizzare un adeguato coordinamento tra le varie autorità competenti per le parti marine e quelle terrestri delle zone costiere.

Gli Stati membri hanno discrezionalità per quanto concerne la definizione del formato e del contenuto dei Piani di Gestione dello spazio marittimo (art. 4 della direttiva), e relativamente alla loro estensione e copertura (art. 2, par. 3, della direttiva).

La Direzione Generale dell'UE per gli affari marittimi e la pesca (DG MARE) ha istituito la **Piattaforma Europea MSP**, un portale di informazione, comunicazione e di condivisione di conoscenze ed esperienze, progettato per offrire supporto a tutti gli Stati membri dell'UE per attuare la Pianificazione dello Spazio Marittimo (MSP).

La piattaforma europea, basandosi su una moltitudine di studi disponibili, ha individuato per ciascun tema i potenziali conflitti e le possibili azioni di risoluzione, adattamento, mitigazione e compensazione ambientale.

<https://www.msp-platform.eu/sector-information/transport-and-offshore-wind#overlay-context=sectors>

2.5.2 GLI ATTI DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA 89/2014/UE DA PARTE DELLO STATO ITALIANO (D.LGS. 201/2016, LINEE GUIDE APPROVATE IL 1 DICEMBRE 2017, DM 263/2019)

Il D.lgs. 17 ottobre 2016, n. 201 è la trasposizione nazionale della direttiva sulla pianificazione marittima; tale atto normativo individua l'autorità competente e disciplina il procedimento di pianificazione marittima.

Secondo l'art. 1, il Decreto

" [...]

*istituisce un quadro per la Pianificazione dello Spazio Marittimo al fine di promuovere la crescita sostenibile delle economie marittime, lo sviluppo sostenibile delle zone marine e l'uso sostenibile delle risorse marine, assicurando la protezione dell'ambiente marino e costiero mediante l'applicazione dell'approccio ecosistemico, tenendo conto delle **interazioni terra-mare** e del rafforzamento della cooperazione*

transfrontaliera, in conformità alle pertinenti disposizioni della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare (UNCLOS), fatta a Montego Bay il 10 dicembre 1982 e ratificata con legge 2 dicembre 1994, n. 689.....

Secondo l'art. 4 del Decreto:

"[...]

1. *La Pianificazione dello Spazio Marittimo intende contribuire allo sviluppo sostenibile dei settori energetici del mare, dei trasporti marittimi, della pesca e dell'acquacoltura, per la conservazione, la tutela e il miglioramento dell'ambiente, compresa la resilienza all'impatto del cambiamento climatico, promuovendo e garantendo la coesistenza delle pertinenti attività e dei pertinenti usi.*
2. *La Pianificazione dello Spazio Marittimo è elaborata ed attuata applicando l'approccio ecosistemico e tenendo conto:*
 - a) *delle peculiarità delle regioni marine, delle pertinenti attività e dei pertinenti usi attuali e futuri e dei relativi effetti sull'ambiente, nonché delle risorse naturali;*
 - b) *degli aspetti economici, sociali e ambientali nonché degli aspetti relativi alla sicurezza degli usi civili e produttivi del mare;*
 - c) *delle interazioni terra-mare, anche mediante il ricorso agli elementi contenuti negli altri processi di pianificazione, quali la gestione integrata delle zone costiere o le pratiche equivalenti, formali o informali.*

Secondo l'art. 5 del Decreto:

"[...]

1. *La Pianificazione dello Spazio Marittimo è attuata attraverso l'elaborazione di **Piani di Gestione, che individuano la distribuzione spaziale e temporale delle pertinenti attività e dei pertinenti usi delle acque marine, presenti e futuri, che possono includere:***
 - a. *zone di acquacoltura;*
 - b. *zone di pesca;*
 - c. ***impianti e infrastrutture per la prospezione, lo sfruttamento e l'estrazione di petrolio, gas e altre risorse energetiche, di minerali e aggregati e la produzione di energia da fonti rinnovabili;***
 - d. *rotte di trasporto marittimo e flussi di traffico;*
 - e. *zone di addestramento militare;*
 - f. *siti di conservazione della natura e di specie naturali e zone protette;*
 - g. *zone di estrazione di materie prime;*
 - h. *ricerca scientifica;*
 - i. *tracciati per cavi e condutture sottomarine;*
 - j. *turismo;*
 - k. *patrimonio culturale sottomarino.*

2. *Per ogni area marittima individuata nelle Linee Guida di cui all'articolo 6, comma 2, viene redatto un Piano di Gestione dello spazio marittimo che include la valutazione ambientale strategica e la valutazione di incidenza, ove previste.*

[Omissis]".

Completano e precisano le previsioni del Decreto (art. 6, comma 2), le **Linee Guida** approvate il 1 dicembre 2017, a cui ha assegnato il compito di fissare indirizzi e criteri per redigere i **Piani di Gestione dello Spazio Marittimo**, e il compito di identificare le aree marittime per la loro applicazione, insieme alle aree terrestri rilevanti per le interazioni terra-mare.

Le Linee Guida hanno suddiviso le acque marine pianificabili in diverse aree marittime, che dovranno ognuna essere oggetto di un diverso Piano di Gestione dello spazio marittimo (art. 5, comma 2, del d.lgs. n. 201/2006).

Si tratta di tre aree marittime: il Mare Mediterraneo occidentale, il Mare Adriatico, il Mar Ionio insieme al Mare Mediterraneo centrale.

La Regione Emilia Romagna insieme al Friuli Venezia Giulia, Veneto, Marche, Abruzzo, Molise e Puglia rientra nell'area marittima del Mare Adriatico.

I **Piani di Gestione dello Spazio Marittimo**, poi, potranno procedere all'individuazione di sub-aree, dati i caratteri estremamente variegati delle aree marittime di riferimento, determinate sulla base delle caratteristiche dominanti e peculiari che ne consentono la riconoscibilità, sia sotto il profilo morfologico ed ecosistemico che sotto il profilo dei caratteri paesaggistici, storici, economici, produttivi, socio-culturali (cap. 13.2 delle Linee Guida).

Le Linee Guida individuano anche le aree terrestri rilevanti per le interazioni terra-mare: si tratta dell'ambito territoriale dei comuni costieri e di specifici ambiti da definire nei Piani di Gestione, tenendo conto della presenza di diversi elementi rilevanti (bacini idrografici di superficie e bacini imbriferi significativi in relazione agli assetti costieri, aree naturali protette, marine e terrestri, siti UNESCO, tratti costieri caratterizzati da elevati valori scenici e panoramici, infrastrutture marino-costiere come le aree portuali).

Le Linee Guida forniscono indicazioni anche sul contenuto dei Piani di Gestione dello spazio marittimo, ulteriori rispetto a quelle date dalla direttiva, sopra esaminate, che sono riproposte testualmente nel d.lgs. n. 201/2016.

Innanzitutto, si chiarisce che uno dei contenuti del Piano di Gestione dello spazio marino è l'individuazione di tutte le aree che per qualsivoglia motivo siano vincolate ad uso esclusivo e su cui non vi sarà sovrapposizione di più settori di interesse sulle stesse.

Il piano quindi deve indicare lo spazio marittimo su cui sono stati dati in concessione diritti di esclusiva, specificandone la durata.

A questo riguardo, le Linee Guida risolvono il problema della tutela dell'affidamento per gli usi "acquisiti".

Esse prevedono che in sede di prima approvazione, e successivamente in sede di revisione, devono essere indicate le autorizzazioni di infrastrutture per l'approvvigionamento energetico e i titoli minerari rilasciati o in corso di rilascio, e per ciascuno dei titoli minerari di prospezione ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi il piano deve recepire la durata massima, comprensiva delle proroghe previste per legge.

In secondo luogo, il piano deve declinare gli obiettivi da perseguire e individuare misure ed azioni utili, prevedendo indicatori per effettuare il monitoraggio.

Quanto agli obiettivi da perseguire, oltre a quelli indicati dalla direttiva sulla pianificazione marittima, riproposti dal decreto legislativo attuativo, le Linee Guida indicano quelli ambientali di cui alla direttiva 2008/556/CE, adottati ai sensi del d.lgs. n. 190/2010 dal d.m. 17 ottobre 2014, e gli obiettivi indicati nella Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile di cui all'art. 3 della l. n. 221/2015.

Inoltre, le Linee Guida affermano che potranno essere individuati altri obiettivi estrapolandoli da piani e programmi esistenti (cap. 11), e ne indicano altri (cap. 3), tra cui alcuni riguardanti le aree terrestri, **dando così evidenza al fatto che nella pianificazione marittima devono essere rafforzate le connessioni tra terra e mare e in particolare:**

- il contenimento dei fenomeni di urbanizzazione continua e compatta lungo la linea di costa;
- la promozione della qualità progettuale degli interventi di ampliamento o adeguamento delle aree portuali, con particolare attenzione alla salvaguardia e alla valorizzazione delle strutture insediative storiche e dei valori scenici e panoramici;
- la salvaguardia e valorizzazione del patrimonio non solo sommerso, ma anche archeologico, storico-architettonico (manufatti isolati quali fari e torri, antiche strutture per la lavorazione del pescato - tonnare e simili -, nuclei e centri storici, edilizia rurale e sistemazioni agrarie storico-tradizionali, chiese e cappelle votive, ecc.) e paesaggistico delle fasce costiere, anche ai fini di una offerta turistica di qualità.

Il Piano di Gestione dello spazio marittimo dovrà, poi, tenere conto di eventuali specifiche destinazioni funzionali indicate dagli organi del Dicastero della difesa, alla luce delle previsioni contenute nel Titolo VI (Limitazioni a beni e attività altrui nell'interesse della difesa) del decreto legislativo n. 66/2010.

Inoltre, si afferma che la pianificazione deve tenere conto di tutti gli aspetti relativi alla sicurezza degli usi civili e produttivi del mare e delle attività che vi si svolgono.

Tra questi, la vigilanza a tutela degli interessi marittimi e delle attività marittime ed economiche nazionali, la sorveglianza per la prevenzione dell'inquinamento e le procedure di risposta operativa agli inquinamenti, **la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e delle attività minerarie offshore**, le attività di polizia del mare e di polizia mineraria.

In merito agli aspetti procedurali, il decreto legislativo ha individuato nel Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (già Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti) un'unica autorità competente per l'attuazione della direttiva e come soggetto responsabile per l'attuazione della direttiva 2014/89/UE nei confronti dell'Unione; il MIMS pertanto è tenuto ad inviare alla Commissione europea il materiale esplicativo sull'attuazione della direttiva e copia dei Piani di Gestione dello spazio marittimo, come anche i loro aggiornamenti, ed è inoltre responsabile del procedimento di pianificazione marittima.

Pertanto, nell'ambito della cooperazione transfrontaliera è il soggetto interlocutore con gli altri Stati interessati, cui è tenuto ad inviare copia dei Piani di Gestione e loro aggiornamenti e cura l'istruttoria del procedimento.

In primo luogo, il MIMS si occupa dell'acquisizione dei dati necessari per la pianificazione, dati fisici marini, dati ambientali, dati sociali ed economici relativi alle zone marine, che entrano nel sistema informativo per

l'attività di Pianificazione dello Spazio Marittimo di cui il Ministero coordina la definizione, la gestione e l'aggiornamento.

In secondo luogo, assume il ruolo di interlocutore anche nei confronti del pubblico interessato e delle amministrazioni coinvolte.

Infine, è tenuto a curare, con il supporto del Comitato, il monitoraggio dello stato di attuazione dei Piani di Gestione dello spazio marittimo, e a relazionare annualmente al Parlamento in merito alle attività svolte per il conseguimento degli obiettivi fissati nel d.lgs. n. 201/2016.

L'elaborazione dei Piani di Gestione è, invece, di competenza del Comitato tecnico delineato nell'articolo 7, istituito presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Quest'ultimo, nominato con decreto del MIMS, è composto da rappresentanti dei ministeri coinvolti nel procedimento (Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti; Ministero della Transizione Ecologica (già Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare), Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, Ministero dello sviluppo economico, Ministero della Cultura (già Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo), della Regione o delle Regioni appartenenti all'area marina oggetto del piano, designati dalla Conferenza dei presidenti delle Regioni.

Al Comitato tecnico, inoltre, partecipa, in qualità di osservatore, un rappresentante del Ministero della difesa; inoltre, alle riunioni del Comitato tecnico possono partecipare, in qualità di osservatori, i rappresentanti di altre amministrazioni, ogni qualvolta siano trattate le tematiche di competenza delle stesse; il decreto prevede, poi, che alle riunioni del Comitato possono essere invitati a partecipare rappresentanti di enti ed istituti di ricerca, di associazioni riconosciute e di categoria.

Il procedimento per l'approvazione dei Piani di Gestione dello spazio marittimo è disciplinato per alcuni aspetti dal d.lgs. n. 201/2006, che poi rinvia alle Linee Guida.

Della disciplina in esse indicata il legislatore si è assicurato l'efficacia prevedendo che il Tavolo Interministeriale di Coordinamento debba verificare che il piano sia stato elaborato nel loro rispetto, prima che esso venga approvato.

2.5.3 LA PROPOSTA DELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA PER LA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO

Come anticipato nel precedente Capitolo 2.3, l'Italia nonostante abbia recepito la Direttiva Europea sin dal 2016, dopo 6 anni non ha ancora adempiuto e si è data l'obiettivo di adottare i propri strumenti di Pianificazione dello Spazio Marittimo entro giugno del 2022, ai sensi del citato art. 23 del Dlgs 199/2021, pubblicato e entrato in vigore dal 15 dicembre 2021.

Ciò nonostante il fatto che alcune Regioni si siano attivate in tal senso già da alcuni anni.

Come di evince dal Portale Ambiente regionale:

" [...]

L'impegno della Regione Emilia Romagna in questo ambito risale a oltre dieci anni fa quando, consapevole del ruolo strategico delle risorse marine, degli ambienti costieri e delle attività ad essi collegate, ha

predisposto gli studi propedeutici sulla Gestione Integrata della Zona Costiera con DGR n. 645/2005 e i successivi approfondimenti.

Con il recepimento da parte dell'Italia, D. Lgs 201/2016, della Direttiva Europea sulla pianificazione dello spazio marittimo, la Regione Emilia-Romagna è stata chiamata a partecipare, con un proprio rappresentante, al Comitato Tecnico Nazionale (CTN) all'elaborazione dei piani.

Il rappresentante è supportato dal gruppo di lavoro intersettoriale, istituito con la Determina 12271/2020, che ha contribuito all'elaborazione della **'Proposta della Regione Emilia-Romagna alla pianificazione dell'area marittima "Mare Adriatico"** con particolare riferimento alla sottozona antistante le coste regionali, approvata con la DGR n. 277 del 01/03/2021 "D.lgs 17 ottobre 2016 n. 201 - Piano di Gestione dello Spazio Marino - Proposta della Regione Emilia-Romagna alla pianificazione dell'area marittima 'Mare Adriatico'".

Sono disponibili in una pagina web del portale regionale gli approfondimenti sulla MSP e alcuni dei contenuti originali elaborati dalla Regione Emilia-Romagna per la redazione della propria proposta di pianificazione dell'area marina antistante la costa regionale.

<https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/geologia/notizie/notizie-2021/nuova-pagina-informativa-su-201cpianificazione-dello-spazio-marittimo-msp-e-crescita-blu201d>

Il progetto è coerente con la proposta della Regione Emilia-Romagna (§ par. 2.3.3 e PARTE TERZA del SIA) ratificata con la DGR 277 del 01/03/2021.

Come riportato nel successivo Capitolo 4, la **proposta elaborata della Regione Emilia-Romagna "Proposta di Pianificazione di livello strategico su ciascuna sub-area: Sub – Area A/3 Acque territoriali Emilia Romagna"** è **stata recepita ed è descritta al capitolo 1.4.4 del Rapporto Preliminare di Scoping** presentato dal Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) e per la Valutazione di Incidenza del PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO ITALIANO - AREA MARITTIMA ADRIATICO (procedura di consultazione avviata presso il Ministero della Transizione Ecologica lo scorso 02/02/2022 _ procedura n. 9753).

3 STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER IL CLIMA E L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

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

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

Di seguito, si riporta una sintesi delle strategie e dei principali accordi internazionali sull'energia e il clima e delle azioni conseguenti promosse e attuate a livello europeo e nazionale.

3.1 STRATEGIE E ACCORDI INTERNAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

Nel recente passato e a partire dalla fine degli anni '90, per dare forza attuativa al primo processo, un grande impulso al dibattito mondiale e al sostegno di politiche energetiche maggiormente sostenibili è arrivato dalla ratifica del **Protocollo di Kyoto** sulla riduzione dei gas serra.

Di minore risonanza, ma non certo di importanza secondaria, sono i progressi degli accordi internazionali per un'ulteriore e radicale diminuzione delle emissioni acide in atmosfera (ossidi di azoto, anidride solforosa, particelle sospese) che hanno trovato un momento significativo nel 1999 con la stesura del **Protocollo di Göteborg**.

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

Il gruppo di 33 membri che costituisce la task force sulle energie rinnovabili si è riunito più volte tra il 2000 e il 2001, producendo un rapporto finale presentato al **Summit di Genova del luglio 2001**.

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

In particolare, si raccomandano:

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

- Il sostegno ai meccanismi di mercato.

Nel 2015 è stato siglato il cosiddetto **Accordo di Parigi sul clima nell'ambito della 21 Conferenza Mondiale sul Clima (COP21)**.

È probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora.

Raggiunto a fine 2015, come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo.

Negli ultimi anni, gli effetti a volte devastanti dei cambiamenti climatici in corso, hanno prodotto una forte accelerazione di piani e programmi tesi al contenimento delle emissioni nocive in atmosfera, in cui l'utilizzo di FER assume un enorme rilievo, e a partire dal 2019 il tema del **Green Deal Europeo** orienta ormai tutte le strategie in termini di azioni, normative e programmi finanziari di sostegno.

La crisi pandemica del 2020 e ancora purtroppo in corso, ha determinato ancora una svolta anche della programmazione di sostegno finanziario, con particolare riguardo al cosiddetto **Next Generation Eu**.

Si richiamano di seguito solo i principali accordi internazionali che hanno segnato gli ultimi 30 anni.

3.1.1 IL PROTOCOLLO DI KYOTO (COP3)

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

Il Protocollo, firmato a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle Parti (COP3), contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sull'attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (*United Nation Framework Convention on Climate Change*).

Il Protocollo di Kyoto è uno strumento giuridico internazionale i cui obblighi a carico degli Stati firmatari sono legati ad obiettivi di riduzione dei gas serra e sono modulati attraverso una analisi dei costi-benefici.

Questa analisi si fonda su tre strumenti definiti dal Trattato come i "meccanismi flessibili", il principale dei quali è il commercio di quote di emissione, detto anche Emission Trading.

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

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

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

3.1.2 L'ACCORDO DI PARIGI SUL CLIMA (COP21)

È probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora.

Raggiunto a Parigi a fine 2015 e firmato a New York il 22 aprile 2016, come gran parte degli altri accordi internazionali è una scelta condivisa a cui tendere ma che necessita di azioni concrete e strumenti di strumenti operativi per poterne cogliere gli obiettivi di portata epocale.

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

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

- **Riscaldamento Globale** - L'articolo 2 dell'accordo fissa l'obiettivo di restare «ben al di sotto dei 2 gradi rispetto ai livelli pre-industriali», con l'impegno a «portare avanti sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi».
- **Obiettivo a lungo termine sulle emissioni** - L'articolo 3 prevede che i Paesi «puntino a raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile», e proseguano "rapide riduzioni dopo quel momento» per arrivare a «un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo».
- **Impegni nazionali e revisione** - In base all'articolo 4, tutti i Paesi «dovranno preparare, comunicare e mantenere» degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che "rappresentino un progresso" rispetto agli impegni precedenti e «riflettano ambizioni più elevate possibile».

I paragrafi 23 e 24 della decisione sollecitano i Paesi che hanno presentato impegni al 2025 «a comunicare entro il 2020 un nuovo impegno, e a farlo poi regolarmente ogni 5 anni», e chiedono a quelli che già hanno un impegno al 2030 di «comunicarlo o aggiornarlo entro il 2020».

La prima verifica dell'applicazione degli impegni è fissata al 2023, i cicli successivi saranno quinquennali.

- **Loss and Damage** - L'accordo prevede un articolo specifico, l'8, dedicato ai fondi destinati ai Paesi vulnerabili per affrontare i cambiamenti irreversibili a cui non è possibile adattarsi, basato sul meccanismo sottoscritto durante la COP19, a Varsavia, che «potrebbe essere ampliato o rafforzato».
- Il testo «riconosce l'importanza» di interventi per «incrementare la comprensione, l'azione e il supporto», ma non può essere usato, precisa il paragrafo 115 della decisione, come «base per alcuna responsabilità giuridica o compensazione».
- **Finanziamenti** - L'articolo 9 chiede ai Paesi sviluppati di «fornire risorse finanziarie per assistere» quelli in via di sviluppo, «in continuazione dei loro obblighi attuali». Più in dettaglio, il paragrafo 115 della decisione «sollecita fortemente» questi Paesi a stabilire «una roadmap concreta per raggiungere l'obiettivo di fornire insieme 100 miliardi di dollari l'anno da qui al 2020», con l'impegno ad aumentare «in modo significativo i fondi per l'adattamento».
- **Trasparenza** - L'articolo 13 stabilisce che, per «creare una fiducia reciproca» e «promuovere l'implementazione» è stabilito «un sistema di trasparenza ampliato, con elementi di flessibilità che tengano conto delle diverse capacità».

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

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

3.1.3 LA CONFERENZA DI GLASGOW SUL CLIMA (COP26)

Ultimo grande appuntamento sul tema è si è svolto a Glasgow dal 31 Ottobre al 12 novembre 2021, che ha ospitato i lavori della COP26, Conferenza sul Clima organizzata dalle Nazioni Unite, nell'ambito della Conferenza quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC).

Erano 4 gli obiettivi principali della COP26, individuati dalla Presidenza:

1. **Mitigazione:** azzerare le emissioni nette entro il 2050 e contenere l'aumento delle temperature non oltre 1,5 gradi, accelerando l'eliminazione del carbone, riducendo la deforestazione ed incrementando l'utilizzo di energie rinnovabili;
2. **Adattamento:** supportare i paesi più vulnerabili per mitigare gli impatti dei cambiamenti climatici, per la salvaguardia delle comunità e degli habitat naturali;
3. **Finanza per il clima:** mobilitare i finanziamenti ai paesi in via di sviluppo, raggiungendo l'obiettivo di 100 miliardi USD annui;
4. **Finalizzazione del "Paris Rulebook":** rendere operativo l'Accordo di Parigi.

È importante sottolineare come in tutte le Conferenze sul Clima ogni decisione debba essere presa con il consenso dei 196 Paesi che sono parte della Convenzione, sostanzialmente all'unanimità.

E il consenso unanime non è assolutamente un obiettivo facile da raggiungere, viste le differenze che emergono con forza nelle posizioni dei Paesi partecipanti.

La COP26 ha quindi raggiunto alcuni obiettivi ma è stata giudicata nel suo complesso poco incisiva.

Tuttavia alcune decisioni finali sono tutt'altro che insignificanti.

In primis, in merito alle azioni di mitigazione, per la prima volta viene riconosciuto che **l'obiettivo delle politiche climatiche deve essere quello di mantenere la temperatura globale entro un aumento massimo di 1,5°C rispetto all'epoca preindustriale.**

Solo 6 anni fa, con l'Accordo di Parigi, ci si era preposti come obiettivo i 2°C.

Tale decisione implica che le politiche climatiche, messe in atto dai diversi Paesi, dovranno essere aggiornate e rinforzate, e i piani di attuazione verranno ridiscussi alla COP27 che si terrà in Egitto.

Inoltre, per la prima volta nella storia degli accordi conclusivi di una Conferenza ONU sul clima, sono stati citati i combustibili fossili e la necessità di ridurre l'utilizzo

Molto in realtà ha fatto discutere l'accordo per dismettere l'utilizzo del **carbone** come fonte energetica e per arrestare i sussidi economici e finanziari ai **combustibili fossili.**

Rispetto alla prima bozza dell'accordo che parlava di "eliminare gradualmente l'uso del carbone e i finanziamenti per i combustibili fossili", il compromesso finale, a causa di una fortissima presa di posizione, da molti criticata, dell'India, ha portato ad una evidente modifica: l'"eliminare gradualmente" è stato sostituito dalla locuzione "ridurre gradualmente".

In merito all'adattamento ai cambiamenti climatici, si è deciso di raddoppiare i fondi internazionali per le azioni di adattamento, soprattutto nei paesi più vulnerabili agli impatti dei cambiamenti climatici.

E' stato inoltre approvato un programma di lavoro per definire il "Global Goal on Adaptation", finalizzato a definire gli indicatori per monitorare le azioni di adattamento dei Paesi.

Altro traguardo significativo ha riguardato i cosiddetti NDC (Nationally Determined Contributions) e l'architettura della rendicontazione degli obiettivi di riduzione delle emissioni nazionali, con un nuovo calendario, nuovi sistemi di trasparenza e tabelle di rendicontazione più efficaci.

Il calendario, nello specifico, è finalmente comune a tutti e il prossimo anno gli Stati che non avranno ancora aggiornato i propri piani nazionali di riduzione delle emissioni, in linea con l'obiettivo di mantenere a 1,5 °C l'aumento massimo di temperatura, dovranno presentarli alla COP27 d'Egitto.

3.2 STRATEGIE E STRUMENTI OPERATIVI DELL'UNIONE EUROPEA PER L'ENERGIA E IL CLIMA

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

Il 28 novembre 2018 l'UE ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050.

La strategia evidenzia come l'Europa possa avere un ruolo guida per conseguire un impatto climatico zero, investendo in soluzioni tecnologiche realistiche, coinvolgendo i cittadini e armonizzando gli interventi in settori fondamentali, quali la politica industriale, la finanza o la ricerca, garantendo nel contempo equità sociale per una transizione giusta.

Facendo seguito agli inviti formulati dal Parlamento europeo e dal Consiglio europeo, la visione della Commissione per un futuro a impatto climatico zero interessa quasi tutte le politiche dell'UE ed è in linea con l'obiettivo dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto i 2°C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1,5°C.

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

- Pacchetto per il clima e l'energia 2020
- Quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030.

La definizione di questi obiettivi aiuterà l'UE a compiere il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio entro il 2050 come indicato nella apposita tabella di marcia.

L'UE segue i progressi ottenuti nella riduzione delle emissioni grazie a una regolare attività di monitoraggio e di relazione e valuta attentamente i potenziali impatti di nuove proposte operative.

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

- il Winter Package varato nel novembre 2016
- le Strategie dell'Unione Europea, incluse nelle tre comunicazioni n. 80, 81 e 82 del 2015 e nel nuovo pacchetto approvato il 16/2/2016 a seguito della firma dell'Accordo di Parigi (COP 21) del 12/12/2015;
- il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008;
- Il Quadro per le politiche dell'energia e del clima dal 2020 al 2030 - COM(2014) 0015
- la Direttiva 2009/28/CE, relativa alla promozione delle energie rinnovabili, che viene analizzata in quanto importante documento in riferimento alla natura del progetto.
- Il Green Deal Europeo COM(2019) 640;
- La Legge Europea sul Clima;
- Il "Fit to 55" _ Green Package;
- Il Piano Next Generation EU.

3.2.1 WINTER PACKAGE

L'energia ed il mercato energetico europeo rappresentano da sempre una priorità d'azione della Commissione Europea, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dei consumatori europei, e per promuovere – in maniera coordinata e conforme alle regole comunitarie – lo sviluppo di energie rinnovabili e strategie sostenibili.

In tale contesto, nel novembre 2016, la Commissione Europea ha varato un pacchetto di proposte in materia energetica – noto appunto come pacchetto invernale, ovvero "Winter Package" - preceduto dalla Comunicazione "Clean Energy for all Europeans" ("Energia pulita per tutti gli europei").

Il "Pacchetto" rappresenta una delle più ampie e complesse iniziative adottate nell'ambito energetico: si articola infatti in ventuno provvedimenti, tra cui otto proposte legislative di modifica delle direttive esistenti.

Uno degli obiettivi più richiamati di tale intervento è quello della decarbonizzazione del settore produttivo energetico, affermando che la transizione verso l'energia pulita è la strada per la crescita futura, l'aumento dell'occupazione e la chiave di attrazione degli investimenti; secondo le stime fornite dalla Commissione stessa, infatti, le energie pulite nel 2015 hanno attirato investimenti per oltre 300 miliardi di euro.

L'implementazione delle nuove proposte di direttive potrebbe quindi consentire, secondo quanto sostenuto dalla Commissione, di trasformare la transizione in una concreta opportunità per tutta l'economia europea arrivando a mobilitare fino a 177 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati all'anno dal 2021, con una stima di aumento del PIL dell'1% nel prossimo decennio e la creazione di 900.000 nuovi posti di lavoro.

Per raggiungere gli obiettivi annunciati dalla Commissione, la strategia prevede numerose proposte di revisione di Direttive e Regolamenti esistenti, che per la prima volta vengono presentate in maniera integrata ed unitaria, mediante appunto un "pacchetto" di misure ancora in bozza, sulla scorta delle precedenti Comunicazioni note come "Pacchetto Clima Energia (2020)" e "Quadro per il Clima e l'energia" con gli obiettivi fino al 2030.

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

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

Tutti gli attori istituzionali europei sono quindi impegnati nell'approvazione delle proposte di modifica degli strumenti proposti dal Winter Package e successivamente nel loro recepimento a livello nazionale.

Il percorso di approvazione e attuazione, tuttavia, è lento e complesso, e ancora oggi sono pochi i provvedimenti presentati in tale contesto.

3.2.2 STRATEGIE DELL'UNIONE EUROPEA RISPETTO ALL'ACCORDO GLOBALE SUL CLIMA (PARIGI 2015)

Le linee generali dell'attuale strategia energetica dell'Unione Europea sono delineate nel pacchetto "Unione dell'Energia", che mira a garantire all'Europa e i suoi cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili; misure specifiche riguardano cinque settori chiave, fra cui sicurezza energetica, efficienza energetica e decarbonizzazione.

Il pacchetto "Unione dell'Energia" è stato pubblicato dalla Commissione il 25 febbraio 2015 e consiste in **tre comunicazioni**:

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

Il pacchetto presentato dalla Commissione nel 2015 indica un'ampia gamma di misure per rafforzare la resilienza dell'UE in caso di interruzione delle forniture di gas.

Tali misure comprendono una riduzione della domanda di energia, **un aumento della produzione di energia in Europa (anche da fonti rinnovabili)**, l'ulteriore sviluppo di un mercato dell'energia ben funzionante e perfettamente integrato nonché la diversificazione delle fonti energetiche, dei fornitori e delle rotte; le

proposte intendono inoltre migliorare la trasparenza del mercato europeo dell'energia e creare maggiore solidarietà tra gli Stati membri.

I contenuti del pacchetto "Unione dell'Energia" sono definiti all'interno delle tre comunicazioni precedentemente citate.

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

L'accordo di Parigi, di cui si è già detto al paragrafo 3.1.2, **contiene sostanzialmente quattro impegni per i 196 stati che lo hanno sottoscritto:**

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

La Comunicazione COM(2015)81 formalizza l'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, convenuto durante il Consiglio Europeo dell'ottobre 2014, come obiettivo per le emissioni proposto dall'UE per il protocollo di Parigi.

Il 16 febbraio 2016, sempre facendo seguito all'adozione da parte dei leader mondiali del nuovo accordo globale e universale tenutosi a Parigi nel dicembre 2015 sul cambiamento climatico, la Commissione ha presentato un nuovo pacchetto di misure per la sicurezza energetica (sicurezza dell'approvvigionamento di gas, accordi intergovernativi nel settore energetico, strategia per il gas naturale liquefatto (GNL) e lo stoccaggio del gas, strategia in materia di riscaldamento e raffreddamento), per dotare l'UE degli strumenti per affrontare la transizione energetica globale, al fine di fronteggiare possibili interruzioni dell'approvvigionamento energetico.

3.2.3 PACCHETTO CLIMA-ENERGIA 20-20-20

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

Il pacchetto comprende, inoltre, provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili.

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

- Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra;

- Ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni;
- Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio;
- Accordo sulle energie rinnovabili;
- Riduzione del CO₂ da parte delle auto;
- Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili.

3.2.4 QUADRO PER LE POLITICHE DELL'ENERGIA E DEL CLIMA AL 2030

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

Il Quadro è inteso ad **avviare discussioni** su come proseguire queste politiche al termine dell'attuale quadro per il 2020 e comprende obiettivi e obiettivi politici a livello dell'UE per il periodo dal 2021 al 2030.

Concordare approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuta a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

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

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

Gli obiettivi chiave per il 2030 sono:

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

Il quadro è stato adottato dal Consiglio europeo nell'ottobre 2014.

Gli obiettivi in materia di energie rinnovabili e di efficienza energetica sono stati rivisti al rialzo nel 2018.

Per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra si stabilisce un obiettivo vincolante di ridurre entro il 2030 le emissioni nell'UE di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990.

Ciò consentirà all'UE di progredire verso un'economia a basse emissioni di carbonio e di rispettare gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.

Per conseguire l'obiettivo:

- i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS) dovranno ridurre le emissioni del 43% (rispetto al 2005); a questo scopo l'ETS è stato rivisto per il periodo successivo al 2020

- i settori non interessati dall'ETS dovranno ridurre le emissioni del 30% (rispetto al 2005); ciò si è tradotto in singoli obiettivi vincolanti nazionali per gli Stati membri.

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

L'obiettivo iniziale di almeno il 27% è stato rivisto al rialzo nel 2018.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica si è stabilito un obiettivo chiave di almeno il 32,5% per l'efficienza energetica da raggiungere collettivamente nell'UE nel 2030, con una clausola di revisione al rialzo entro il 2023.

L'obiettivo iniziale di almeno il 27% è stato rivisto al rialzo nel 2018.

Per quanto riguarda il Sistema di governance. verrà ulteriormente approfondito un processo di governance trasparente e dinamico che contribuirà alla realizzazione degli obiettivi dell'Unione dell'energia, compresi gli obiettivi del quadro per il clima e l'energia 2030, in modo efficiente e coerente.

L'UE ha adottato norme integrate di monitoraggio e comunicazione per garantire il progresso verso il conseguimento degli obiettivi in materia di clima ed energia per il 2030 e dei suoi impegni internazionali nel quadro dell'accordo di Parigi.

In base ai principi per legiferare meglio, il processo di governance comporta consultazioni con i cittadini e le parti interessate.

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

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

Strategie nazionali a lungo termine

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

3.2.5 DIRETTIVE ENERGIE RINNOVABILI

Per cogliere gli obiettivi di promozione delle forme di energia rinnovabile, l'Unione Europea ha emanato una serie di Direttive specifiche a partire dalla fine degli anni '90; tali strumenti si sono susseguiti nel tempo e hanno definito obiettivi via via più ambiziosi.

Ultima in ordine temporale è la **Direttiva (UE) 2018/2001** "Promozione dell'uso di energia ottenuta da fonti rinnovabili" Pubblicata nella GUUE 21/12/2018, n. 328.

La Direttiva **rifonde e abroga la legislazione precedente** (Direttiva 2009/28/CE, Direttiva (UE) 2015/1513 e Direttiva del Consiglio 2013/18/UE).

La Direttiva fonda la sua strategia sull'assunzione di base secondo cui **il maggiore uso di energia da fonti rinnovabili sarà fondamentale per combattere i cambiamenti climatici, proteggere il nostro ambiente e ridurre la nostra dipendenza energetica**, nonché contribuire alla leadership tecnologica e industriale dell'UE e alla creazione di posti di lavoro e crescita, anche in aree rurali e particolarmente isolate.

Il maggiore impiego di energia ottenuta da fonti rinnovabili è promosso e sostenuto, in quanto ritenuto una componente importante del pacchetto di misure necessarie per ridurre le emissioni di gas serra e rispettare l'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici e il quadro politico dell'UE per il clima e l'energia (dal 2020 al 2030).

Questa direttiva di rifusione della legislazione previgente, insieme alla Direttiva sull'Efficienza Energetica e un nuovo Regolamento sulla governance, fa parte del pacchetto Energia pulita che mira a fornire norme nuove e complete sulla regolamentazione energetica per il prossimo decennio.

La Direttiva stabilisce un sistema comune per promuovere l'energia ottenuta da fonti rinnovabili e mira a:

- fissare un obiettivo UE vincolante per la sua quota di rinnovabili nel mix energetico nel 2030;
- regolare l'autoconsumo per la prima volta;
- stabilire un insieme comune di norme per l'uso delle energie rinnovabili nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti nell'UE.

La Direttiva ri-disciplina l'intera materia e **fissa almeno al 32% l'obiettivo per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo dell'Unione nel 2030.**

In sintesi la Direttiva stabilisce norme relative:

- al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- all'autoconsumo di tale energia elettrica;
- all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti;
- alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi;
- alle garanzie di origine dell'energia da fonti rinnovabili;
- alle procedure amministrative;
- all'informazione e alla formazione.

Sono fissati inoltre i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

Con particolare riferimento alle procedure amministrative di autorizzazione (art. 15), l'Unione europea dispone che gli Stati membri adottino misure appropriate per garantirne la **semplificazione** e lo **snellimento** e prevede l'istituzione (art. 16) di uno o più sportelli che guidino e assistano il richiedente durante la procedura amministrativa di presentazione della domanda di autorizzazione fino all'adozione di una o più decisioni da parte delle autorità responsabili al termine del processo, fornendogli tutte le informazioni necessarie e coinvolgendo, se del caso, altre autorità amministrative.

In ogni caso **le procedure autorizzative non possono superare un periodo di due anni per le centrali elettriche** e un anno per gli impianti con una capacità elettrica inferiore a 150 kW. In circostanze straordinarie tali periodi sono prorogabili fino ad un anno.

Viene infine rivisitato il sistema di formazione, certificazione e qualificazione degli installatori (art. 18 e allegato IV).

Le nuove disposizioni (elencate nell'art. 36) della Direttiva dovevano essere recepite dagli Stati membri entro 30/06/2021, mentre il recepimento delle rimanenti norme discende dalla Direttiva n. 2009/28/CE, trattandosi di disposizioni che restano sostanzialmente immutate.

3.2.6 AZIONI FUTURE NEL CAMPO DELLE ENERGIE RINNOVABILI

Nella comunicazione del 6 giugno 2012 "Energie rinnovabili: un ruolo di primo piano nel mercato energetico europeo" (COM(2012)0271), la Commissione ha individuato i settori in cui occorre intensificare gli sforzi entro il 2020, **affinché la produzione di energia rinnovabile dell'UE continui ad aumentare fino al 2030 e oltre, ed in particolare affinché le tecnologie energetiche rinnovabili divengano meno costose, più competitive e basate sul mercato ed affinché vengano incentivati gli investimenti nelle energie rinnovabili.**

E' prevista una graduale eliminazione dei sussidi ai combustibili fossili, un mercato del carbonio ben funzionante ed imposte sull'energia concepite in modo adeguato.

A novembre 2013, la Commissione ha fornito ulteriori orientamenti sui regimi di sostegno delle energie rinnovabili (COM(2013)7243) e ha annunciato una revisione completa delle sovvenzioni che gli Stati membri sono autorizzati ad offrire al settore delle energie rinnovabili, preferendo le gare d'appalto, i premi di riacquisto ed i contingenti obbligatori alle tariffe di riacquisto comunemente utilizzate.

L'UE ha già iniziato la preparazione per il periodo successivo al 2020, al fine di fornire in anticipo chiarezza politica agli investitori sul regime post-2020.

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

Gli scenari di decarbonizzazione del settore energetico proposti sono finalizzati al raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari ad almeno il 30% entro il 2030.

Gli scenari di decarbonizzazione del settore energetico proposti nella tabella di marcia sono finalizzati al raggiungimento di una quota di energia rinnovabile pari ad almeno il 30% entro il 2030.

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

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

3.2.7 IL GREEN DEAL EUROPEO COM(2019)640

A fine dicembre 2019 la Commissione ha presentato la comunicazione sul **Green Deal Europeo**.

La Comunicazione riformula su nuove basi l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente.

Si tratta di una nuova strategia di crescita mirata a **trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse.**

Essa mira inoltre a **proteggere, conservare e migliorare il capitale naturale dell'UE e a proteggere la salute e il benessere dei cittadini dai rischi di natura ambientale** e dalle relative conseguenze.

Allo stesso tempo, tale transizione deve **inclusiva**.

Le misure e le strategie del Green New Deal riguardano diversi settori e aree tematiche:

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

Per ciò che riguarda l'energia, al punto 2.1.2 della strategia, vengono delineate le principali linee programmatiche:

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

Un'ulteriore decarbonizzazione del sistema energetico è fondamentale per conseguire gli obiettivi 2030 e 2050 in materia di clima.

La produzione e l'uso dell'energia nei diversi settori economici rappresentano oltre il 75 % delle emissioni di gas a effetto serra dell'UE.

La priorità deve essere data all'efficienza energetica.

Occorre sviluppare un settore dell'energia basato in larga misura su fonti rinnovabili, con la contestuale rapida eliminazione del carbone e la decarbonizzazione del gas.

Nel contempo, l'approvvigionamento energetico dell'UE deve essere sicuro e a prezzi accessibili per i consumatori e le imprese.

A tal fine è essenziale garantire che il mercato europeo dell'energia sia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato, nel rispetto della neutralità tecnologica.

I leader dell'UE hanno ribadito il loro impegno a svolgere un **ruolo guida nella lotta globale contro i cambiamenti climatici** durante la riunione del Consiglio europeo del dicembre 2019, in occasione della quale hanno approvato l'obiettivo della **neutralità climatica entro il 2050**.

Nel dicembre 2020 il Consiglio europeo ha approvato un nuovo **obiettivo UE vincolante** di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di **almeno il 55% entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990.

Si tratta di un aumento di 15 punti percentuali rispetto all'obiettivo per il 2030 che era stato concordato nel 2014.

I leader dell'UE hanno invitato il Consiglio e il Parlamento a tenere conto di questo nuovo obiettivo nella proposta di **legge europea sul clima** .

Il Green Deal europeo sottolinea la necessità di adottare un **approccio olistico** in cui tutte le azioni e le politiche dell'UE contribuiscano ai suoi obiettivi.

La comunicazione della Commissione ha annunciato iniziative riguardanti una serie di settori d'intervento fortemente interconnessi, tra cui clima, ambiente, energia, trasporti, industria, agricoltura e finanza sostenibile.

Inoltre, tutte le attuali politiche relative all'obiettivo della neutralità climatica saranno oggetto di esame e, ove necessario, di revisione nell'ambito del Green Deal, in linea con le maggiori ambizioni in materia di clima.

Tra queste figurano, ad esempio, la normativa in vigore in materia di emissioni di gas a effetto serra, energie rinnovabili ed efficienza energetica.

3.2.8 LA LEGGE EUROPEA SUL CLIMA

La Legge Europea sul Clima è stata approvata con REGOLAMENTO (UE) 2021/1119 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 30 giugno 2021.

Con la legge europea sul clima, la Commissione ha introdotto **nella legislazione l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050** e ha definito il quadro necessario per raggiungerlo.

La proposta mira a garantire che tutti i comparti economici e i settori della società contribuiscano all'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050 e delinea un quadro per la valutazione dei progressi compiuti in questa direzione.

Le istituzioni dell'UE e gli Stati membri sono tenuti ad adottare le misure necessarie a livello dell'UE e nazionale per raggiungere l'obiettivo, tenendo conto dell'importanza di promuovere l'equità e la solidarietà tra gli Stati membri.

I progressi saranno riesaminati ogni cinque anni, in linea con l'esercizio di valutazione globale previsto dall'accordo di Parigi.

Sulla base di una valutazione d'impatto globale, l'UE ha fissato un nuovo obiettivo per il 2030 di riduzione delle emissioni nette di gas serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990.

Nel luglio 2021, la Commissione ha adottato una serie di proposte per rivedere tutti gli strumenti politici pertinenti per realizzare le riduzioni aggiuntive delle emissioni per il 2030.

La legge include anche un processo per la definizione di un obiettivo climatico per il 2040.

La legge sul clima comprende:

- un obiettivo giuridico per l'Unione di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050;
- un ambizioso obiettivo climatico per il 2030 di almeno il 55% di riduzione delle emissioni nette di gas serra rispetto al 1990, con chiarezza sul contributo delle riduzioni e degli assorbimenti di emissioni;
- riconoscimento della necessità di potenziare il pozzo di carbonio dell'UE attraverso un regolamento LULUCF più ambizioso, per il quale la Commissione ha presentato una proposta nel luglio 2021;

- un processo per la definizione di un obiettivo climatico per il 2040, tenendo conto di un bilancio indicativo dei gas a effetto serra per il 2030-2050 che sarà pubblicato dalla Commissione;
- un impegno per la riduzione delle emissioni dopo il 2050;
- l'istituzione del Comitato consultivo scientifico europeo sui cambiamenti climatici, che fornirà consulenza scientifica indipendente;
- disposizioni più rigorose sull'adattamento ai cambiamenti climatici;
- forte coerenza tra le politiche dell'Unione con l'obiettivo della neutralità climatica;
- un impegno a impegnarsi con i settori per preparare tabelle di marcia settoriali che tracciano il percorso verso la neutralità climatica in diverse aree dell'economia.

3.2.9 "FIT FOR 55" _ GREEN PACKAGE [COM(2021) 550 FINAL]

Il **14 luglio 2021** l'Unione Europea ha adottato il pacchetto di misure "Fit to 55" per rendere operative le politiche in materia di clima, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità, idonee a **ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030**, rispetto ai livelli del 1990.

Appare ulteriormente chiara la volontà delle istituzioni europee di allineare la legislazione comunitaria agli obiettivi climatici contenuti nel Green Deal e resi vincolanti dalla legge europea sul clima approvata a fine giugno 2021.

Il pacchetto contiene **proposte di revisione di regolamenti, direttive esistenti e nuove iniziative legislative** per trasformare radicalmente all'insegna dell'ambiente la nostre società ed economie.

Le proposte dovranno passare prima per il vaglio del Parlamento europeo e del Consiglio e poi per i negoziati interistituzionali per la definizione del testo e l'approvazione, che è prevista fra l'ultimo trimestre del 2022 e il primo trimestre del 2023.

Le principali proposte sono le seguenti:

- **La modifica della Direttiva sull'efficienza energetica**, che reitera il principio che l'efficienza energetica debba essere la prima priorità e richiede agli Stati membri una riduzione del 39% della energia primaria rispetto al 1990. Tale obiettivo diventa obbligatorio e si tradurrà in un consumo non superiore a 1023 milioni di tonnellate equivalenti petrolio per il 2030; un elemento fondamentale del risparmio energetico dovrà provenire dagli edifici per il cui efficientamento potranno essere utilizzati i fondi del Recovery Plan;
- **La revisione della Direttiva sulle rinnovabili** che aumenta **l'obiettivo del contributo di tali fonti al mix energetico dal 32 al 40% per il 2030**; l'obiettivo più ambizioso potrà contare sulla riduzione dei costi per le rinnovabili, riduzione che ha permesso nel 2019 al solare e all'eolico di produrre congiuntamente più elettricità del carbone nell'Unione europea.
- La revisione del sistema di scambio delle emissioni (Emission Trading System) ;
- **Varie proposte nel settore dei trasporti**, con una progressiva riduzione delle emissioni di CO₂ di auto e furgoni per arrivare a "emissioni zero" nel 2035; ciò implicherebbe che nessun veicolo nuovo, diesel a benzina o ibrido, sia più venduto a partire da tale data;

- **La creazione di un Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)**, in pratica una tassa CO₂ sull'import, di cemento, ferro, acciaio, alluminio, fertilizzanti e elettricità, nel caso gli stessi non siano prodotti con adeguati standard rispetto alle emissioni.

Il pacchetto include inoltre una revisione: della Direttiva sulla tassazione "minima" dei prodotti energetici, del Regolamento sull'uso dei terreni e delle foreste che possono contribuire alle emissioni catturando o rilasciando CO₂ e del Regolamento "Effort Sharing" per la riduzione delle emissioni nei settori non coperti dal sistema di scambio delle emissioni.

È importante sottolineare che le proposte del pacchetto "Fit for 55" sono solo la fase iniziale di un ciclo di negoziati con il Parlamento europeo e il Consiglio con i vari Stati membri caratterizzati da politiche che prevedono diversi mix energetici e diverse sensibilità rispetto alla sfida climatica.

3.2.10 IL PIANO NEXT GENERATION EU

Per quanto riguarda la neutralità climatica, la spina dorsale del Green Deal europeo sta dunque nella promessa di **azzerare l'impatto climatico dell'Unione entro il 2050** dell'unione e di tutti gli Stati membri, come dice chiaramente l'ultima versione del testo della legge sul clima.

Nel 2020 tuttavia ha improvvisamente fatto la sua comparsa la **pandemia**, trascinando come effetti improvvisi una **crisi economica epocale** e la sfida quindi è diventata duplice: **far ripartire il sistema, e farlo in un'ottica di sviluppo sostenibile**.

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

Noto anche con il nome di **"recovery fund"** o "fondo per la ripresa", è uno strumento che si va ad aggiungere al bilancio europeo.

Riguardo alla ripresa sostenibile del nostro paese, all'Italia andrà la fetta più ampia, pari a **209 miliardi di euro** (81,4 in sussidi e 127,4 in prestiti).

A condizione, però, che il Piano di ripresa e di resilienza messo a punto dal governo rispetti i requisiti fissati dalla Commissione.

La seconda: il 37 per cento dei fondi di Next Generation Eu verrà destinato direttamente agli obiettivi del Green Deal europeo.

I "progetti faro" su cui focalizzare gli investimenti strategici per la ripartenza sostenibile passano da un rafforzamento degli investimenti su **energie da fonti rinnovabili**, idrogeno, ristrutturazioni edilizie, sistemi elettrici per la mobilità, l'educazione e formazione professionale, la tutela e ripristino degli ecosistemi, le attività di ricerca e sviluppo nel campo delle tecnologie pulite.

3.3 PROGRAMMAZIONE ENERGETICA DELLO STATO ITALIANO

L'attuale assetto energetico italiano è in larga parte frutto della scelta referendaria del novembre 1987 che sancì l'abbandono della produzione di energia elettrica nucleare e di quanto stabilito nel piano energetico redatto nel 1975, mirante, tra l'altro, ad un incremento delle disponibilità derivanti dalla fonte nucleare pari a 20 mila megawatt di potenza.

Pertanto, l'attuale approvvigionamento italiano risulta notevolmente diverso da quello dei partner europei; in particolare, esso presenta carenze oggettivamente riconosciute e riconducibili a molti fattori, tra i quali la dipendenza estera (per un totale di circa 50.000 GWh), la tipologia delle strutture e delle reti di trasporto sono quelli principali.

Sul fronte delle fonti energetiche rinnovabili, soltanto nella seconda metà del trascorso decennio, soprattutto a seguito degli indirizzi dell'UE in materia, nel Paese si è verificato un deciso sviluppo delle FER, segnatamente di quella eolica e fotovoltaica; particolari condizioni geoclimatiche di alcune aree centro-meridionali ed insulari hanno quindi favorito la realizzazione di wind farm in alcuni casi di notevoli dimensioni.

Volendo esaminare i dati, nonostante le difficoltà dei procedimenti autorizzative, in Italia il settore delle rinnovabili si è fortemente sviluppato e gli obiettivi sono stati raggiunti almeno sino al 2020; in prima battuta l'Italia aveva indicato, quale obiettivo realistico al 2010, una produzione interna lorda di elettricità da fonti rinnovabili pari a 76 GWh ed una percentuale di produzione da fonti rinnovabili del 22%; **l'obiettivo è stato centrato, e la produzione interna lorda di elettricità ha raggiunto 76,96 GWh nel 2010.**

Tuttavia nell'ultimo periodo i complessi iter autorizzativi (i cui termini massimi di conclusione previsti da una serie di norme finalizzate alla semplificazione dei procedimenti **sono stati sempre disattesi**) e un quadro normativo non completamente coerente ed esaustivo hanno creato negli ultimi anni una situazione di difficoltà per la realizzazione di nuovi impianti.

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

Tabella 3.1 - Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO2 equivalente

In coerenza con il pacchetto clima energia dell'UE sono stati definiti nuovi limiti di riduzione, in particolare entro il 2020 dovevano essere ridotte le emissioni di CO2 del 13 % rispetto al 2005 nei soli settori non soggetti alla direttiva Emission Trading System (ETS (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MW, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta e vetro) ovvero trasporti, edilizia, servizi, agricoltura, rifiuti e piccoli impianti industriali.

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

La Direttiva europea 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili), abrogata nel 2018, ha assegnato all'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020.

Con una copertura da fonti rinnovabili stimata al 20% dei consumi energetici complessivi nei settori elettrico, termico e dei trasporti, l'Italia nel 2020 ha superato gli obiettivi fissati dall'Unione europea (17% al 2020 per l'Italia).

Nel settore elettrico, il 37% dei consumi italiani nel 2020 è stato soddisfatto da fonti rinnovabili, con una produzione di circa 116 TWh, grazie anche a nuovi impianti installati per oltre 900 MW di potenza (dei quali circa 750 di fotovoltaico).

Non sono ancora disponibili i dati relativi all'intero 2021.

In relazione ai dati parziali disponibili sino ad agosto 2021, le fonti rinnovabili hanno generato circa 82,2 TWh (+2 TWh circa sul 2020), il massimo in questo periodo se escludiamo il 2014, un anno con una notevolissima produzione idroelettrica; nello stesso periodo, la quota delle energie rinnovabili è stata pari al 38,8% della domanda di elettricità contro il 40,3% del 2020 e il 36,4% nello stesso periodo del 2019, mentre sulla produzione nazionale le fonti rinnovabili hanno soddisfatto il 44,8% del totale contro il 40,3% del 2020.

Per quanto i risultati siano soddisfacenti, il dato dell'incremento di eolico e FV per il periodo dal 2014 (cioè in 8 anni) è di 5,6 TWh.

Ancora troppo poco, se si considera che gli obiettivi 2030 impongono alla Stato Italiano di arrivare a circa 115 TWh da eolico e solare (secondo PNIEC); ad oggi il valore è di circa 44 TWh (dato 2020), e quindi bisognerà far crescere la produzione da vento e sole di 2,6 volte.

Secondo i dati forniti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), a fine 2020 risultavano in esercizio in Italia circa 950.000 impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per una potenza complessiva di oltre 56 GW; di questi impianti, quasi 936.000 sono fotovoltaici, circa 5.700 eolici, mentre i restanti sono alimentati dalle altre fonti (idraulica, geotermica, bioenergie).

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

- Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;
- Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- La Strategia Energetica Nazionale 2017, adottata con DM del 10 novembre 2017;
- Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) adottato il 31/12/2018;
- Atti di recepimento delle Direttive Comunitarie e in particolare il D.Lgs 199/2021 RED II;
- Il Green Deal Italiano e il PNRR.

Si riporta una breve sintesi dei contenuti degli succitati atti di Programmazione Energetica Nazionale.

3.3.1 IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE

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

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

Tali obiettivi erano finalizzati a limitare la dipendenza energetica da altri paesi, in termini di fabbisogno elettrico e di idrocarburi.

oggi gli investimenti già effettuati corrispondono nel complesso a quanto identificato a suo tempo dal PEN.

Per aspetti programmatici, l'art. 5 della Legge sanciva l'obbligo per le Regioni e le Province autonome di predisporre Piani Regionali e Provinciali contenenti indicazioni in merito all'uso di fonti rinnovabili di energia.

Il Governo Italiano, nel 2013, ha elaborato ed emanato la nuova Strategia Energetica Nazionale, che ha subito significative modifiche con la SEN 2017, di cui si dirà in seguito.

3.3.2 LA CONFERENZA NAZIONALE SULL'ENERGIA E L'AMBIENTE

Dal 25 al 28 novembre 1998 si tenne la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente, promossa dall'ENEA ("Ente per le Nuove Tecnologie l'Energia e l'Ambiente") su incarico dei Ministeri dell'Industria, Ambiente, Università e Ricerca Tecnologica e Scientifica.

La conferenza ha rappresentato un importante passo avanti nella definizione di un nuovo approccio alla politica nazionale sull'energia e l'ambiente.

Dal 1988, con l'approvazione del Piano Energetico Nazionale, sono state sviluppate delle strategie integrate per l'energia e l'ambiente a livello nazionale, prendendo in considerazione la sicurezza delle fonti di approvvigionamento, lo sviluppo delle risorse naturali nazionali, la competitività e gli obiettivi di tutela dell'ambiente e di miglioramento dell'efficienza energetica attraverso la razionalizzazione delle risorse energetiche.

La Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente ha contribuito sia a rafforzare l'importanza di questo approccio sia a passare da una politica di controllo dell'energia a una politica che promuova gli interessi individuali e collettivi, che rappresenti la base per accordi volontari, e un nuovo strumento dell'attuale politica energetica.

Durante la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente è stato siglato "l'Accordo per l'Energia e l'Ambiente". Tale Accordo ha coinvolto negli anni a seguire le amministrazioni centrali e locali, i partner economici e sociali, gli operatori e gli utenti.

L'Accordo ha definito le norme e gli obiettivi generali della nuova politica energetica sulla base di alcune priorità:

- cooperazione internazionale;
- apertura del settore dell'energia alla concorrenza;
- coesione sociale;
- creazione di consenso sociale;

- competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- informazione e servizi.

3.3.3 LA LEGGE N. 239/04

La Legge n. 239/04 del 23 agosto 2004 ha disciplinato e riorganizzato il settore dell'energia attraverso l'ulteriore sviluppo (in aggiunta al Piano Energetico Nazionale del 1988 e alla Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998) della politica italiana dell'energia e del generale rinnovamento della gestione del settore dell'energia.

La legge ha stabilito gli obiettivi generali della politica nazionale dell'energia, definito il ruolo e le funzioni dello stato e fissato i criteri generali per l'attuazione della politica nazionale dell'energia a livello territoriale, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e cooperazione tra lo Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e le Autorità locali.

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

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

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

- garantire la sicurezza, la flessibilità e la continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto (punto a);
- perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse.
- La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale (punto e).

3.3.4 LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN) 2017

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

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

(Fonte: sito web del Ministero dello sviluppo economico).

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

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

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN si citano i seguenti:

- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep (risparmio di 10 Mtep al 2030);
- **fonti rinnovabili:** 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- **riduzione del differenziale di prezzo dell'energia:** contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- **cessazione della produzione di energia elettrica da carbone** con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- **razionalizzazione del downstream petrolifero**, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- **Azioni verso la decarbonizzazione al 2050:** rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- **raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy:** 444 Mln di € nel 2021;
- **promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;**
- **nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità**, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- **riduzione della dipendenza energetica dall'estero** dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

3.3.5 ATTI NORMATIVI DI RECEPIMENTO DELLE DIRETTIVE EUROPEE

In base alla *Direttiva 2009/28/CE* (abrogata come detto dalla Direttiva (UE) 2018/2001) ciascuno Stato membro ha predisposto il proprio Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili mediante il quale, fermo restando l'obbligo di conseguire gli obiettivi nazionali generali stabiliti a livello comunitario, ha determinato i propri obiettivi per ogni specifico settore di consumo energetico da FER (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e le misure per conseguirli.

L'Italia ha trasmesso il proprio Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) alla Commissione Europea nel luglio 2010.

Ai due obiettivi vincolanti di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati per l'Italia dalla *Direttiva 2009/28/CE* (il 17% e 10% dei consumi finali lordi di energia coperti da fonti rinnovabili entro il 2020, rispettivamente sui consumi energetici complessivi e sui consumi del settore Trasporti), il PAN ne ha aggiunti altri due, non vincolanti, per il settore Elettrico e per il settore Termico (rispettivamente il 26,4% e 17,1% dei consumi coperti da FER).

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

Il provvedimento con cui l'Italia ha definito inizialmente gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il *D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE)*.

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

Il Decreto Rinnovabili è stato la guida per la presentazione e realizzazione dei progetti dell'ultimo decennio.

Il D.M. 15 marzo 2012 "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. *Burden Sharing*)" ha successivamente indicato i target per le rinnovabili, Regione per Regione.

Secondo tale principio, l'obiettivo del 17% al 2020 assegnato all'Italia dall'UE andava ripartito tra le Regioni e le Province autonome italiane, in ragione delle rispettive potenzialità energetiche, sociali ed economiche.

Oggi, come già anticipato, tutta la materia è stata completamente rimodulata **dal D.lgs 8 novembre 2021, n. 199, cosiddetto RED II**, "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili".

3.3.5.1 il D.lgs 199/2021 RED II DI Recepimento della Direttiva 2018/2001:

In recepimento della direttiva 2018/2001 è stato approvato il D.lgs 199 del 08/11/2021_RED II, rimodulando l'intera materia e abrogando o riscrivendo alcuni articoli del D. Lgs 03/03/2011, n. 28, strumento legislativo attraverso cui Lo Stato Italiano ha dato attuazione alla previgente legislazione.

Delle novazioni normative introdotte dal Decreto specificamente per l'eolico offshore, si è già detto nel precedente Capitolo 2; si riporta una sintesi delle altre principali linee di azione.

Il decreto va nella direzione di **accelerare il percorso di crescita sostenibile dell'Italia, apportando novità in materia di energia da fonti rinnovabili**, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030.

Ha la finalità di individuare un **insieme di misure e strumenti orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali**, in coerenza con le **disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di**

Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Il decreto identifica gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, necessari al raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030.

il decreto introduce i nuovi **meccanismi di sostegno e gli strumenti di promozione per la produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili** e il relativo regime di transizione.

Definisce anche i principi di allocazione dei proventi delle aste CO2 e le norme in materia di attuazione e coordinamento con il PNRR, assieme al meccanismo di rilascio e di ritiro delle Garanzie di Origine.

In tema di **procedure autorizzative, codici e regolamentazione tecnica**, il decreto dettaglia le modalità di identificazione delle Aree Idonee e le relative autorizzazioni per impianti a fonti rinnovabili.

Negli allegati al testo del decreto, si trovano le disposizioni per la semplificazione delle procedure per l'installazione di impianti per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica negli edifici, ed i requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento.

Al Titolo IV il decreto affronta il **tema delle modalità di autoconsumo, comunità energetiche rinnovabili e sistemi di rete**, identificando le possibili configurazioni, definendo le modalità di interazione con il sistema energetico.

Definisce anche i Power Purchase Agreement (PPA) da fonti rinnovabili e i sistemi di teleriscaldamento e tele raffrescamento efficienti.

Il decreto specifica inoltre la necessità di accelerare lo sviluppo delle reti elettriche, ottimizzare le interconnessioni alla rete gas e regola il sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per l'attribuzione degli incentivi; in tema sviluppo del vettore idrogeno dispone, in particolare, alcune semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori.

Al fine di **promuovere la produzione e l'utilizzo di energia rinnovabile nel settore della mobilità**, il decreto definisce i criteri di sostenibilità per energia elettrica, biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, identificando i criteri per il calcolo del contenuto dei gas serra.

Il decreto stabilisce **l'obiettivo di incremento al 60% della copertura da fonti rinnovabili dei consumi energetici di edifici nuovi o soggetti a ristrutturazioni rilevanti**; per gli edifici pubblici l'incremento obbligatorio sale al 65%; tale obbligo sarà operativo dopo 180 gg dalla data di entrata in vigore, per cui per tutti i titoli abilitativi presentati a partire dal 13 giugno 2022.

3.3.6 IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA 2030 (PNIEC)

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

Il Piano è il risultato di un processo articolato.

A dicembre 2018, come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell'Unione dell'energia è stata inviata alla Commissione europea la bozza del Piano, predisposta sulla base di analisi tecniche e scenari evolutivi del settore energetico svolte con il contributo dei principali organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali (GSE, RSE, Enea, Ispra, Politecnico di Milano).

A giugno 2019 la Commissione europea ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, compresa la proposta italiana, valutata, nel complesso, positivamente.

Nel corso del 2019, inoltre, è stata svolta un'ampia consultazione pubblica ed è stata eseguita la Valutazione ambientale strategica del Piano.

A novembre 2019, il Governo ha illustrato le linee generali del Piano alla Commissione attività produttive della Camera dei Deputati.

Infine, il Piano è stato oggetto di proficuo confronto con le Regioni e le Associazioni degli Enti Locali, le quali, il 18 dicembre 2019, hanno infine espresso un parere positivo a seguito del recepimento di diversi e significativi suggerimenti.

Il PNIEC a ottobre 2020 ha avuto il placet della Commissione.

Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

Il Piano attua le direttive europee che fissano al 2030 gli obiettivi di diminuzione delle emissioni di gas a effetto serra.

I principali obiettivi dello strumento sono: **una percentuale di produzione di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%**, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE e una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 21,6% a fronte del 14% previsto dalla UE.

Inoltre, il Piano prevede una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% rispetto al 2005 previsto in Europa per i settori regolati dal sistema ETS – Emissions Trading Scheme (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e del 33% rispetto allo stesso anno in Italia per i settori non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nell'ETS, agricoltura e rifiuti).

Ma tramite il Piano, si conta addirittura di superare l'obiettivo, arrivando a -55,9% per l'ETS e a -34,6% per il non ETS; a questo contribuirà lo spegnimento delle centrali a carbone, già previsto per il 2025, e un'accelerazione sul fronte delle energie rinnovabili.

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

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

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

E' prevista nel Piano una riduzione dei consumi energetici al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto al 2007, che corrisponde ad una soglia di consumo annuo per il 2030 di 132 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

Questa riduzione è da realizzarsi in particolare attraverso un efficientamento in campo edilizio – con la diffusione di misure di riqualificazione energetica e l'installazione di pompe di calore, alimentate da energia rinnovabile – (previsti – 5,7 Mtep nel 2030 rispetto allo scenario attuale) e nel campo dei trasporti, tramite politiche di incremento della mobilità collettiva e della cosiddetta "smart mobility" (ad esempio, entro il 2022 almeno il 30% dei nuovi veicoli acquistati dalle pubbliche amministrazioni, autobus compresi, devono essere, a scelta, elettrici, ibridi, a metano o a idrogeno), oltre che del trasporto su ferro invece che su gomma.

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

Per quanto riguarda la generazione elettrica attraverso impianti eolici offshore, il PNIEC fissa un obiettivo minimo di realizzazione di 300 MW nel 2025 e di 900 MW nel 2030.

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

Tabella 3.2 - Definizione degli obiettivi del PNIEC in materia di fonti rinnovabili

Ai fini dei meccanismi incentivanti, verranno stabiliti strumenti ad hoc per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano ovvero con significativo potenziale di innovazione, e saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità.

L'utilizzo di strumenti tariffari sarà valutato considerando lo stato di sviluppo, la capacità di riduzione dei costi, il potenziale sfruttabile, il possibile contributo al raggiungimento del target, la compatibilità con il contenimento dei costi in bolletta, il miglioramento delle prestazioni ambientali e la concomitanza di altri obiettivi.

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

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

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

La valutazione complessiva ammonta a 1.194 miliardi di euro per il periodo 2017-2030, principalmente destinati al settore dei trasporti (759 miliardi), seguito dal settore residenziale (180 miliardi).

Rispetto al fabbisogno di investimenti previsto dalle politiche attuali, si rivelerebbe necessario uno sforzo aggiuntivo pari a 186 miliardi nel periodo considerato.

A questo proposito, la Commissione ha sottolineato il contributo importante per la ripresa economica dalla **crisi Covid-19** che può venire da un robusto piano di investimenti pubblici nella transizione energetica.

3.3.7 NEXT GENERATION ITALIA _ PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR), COSIDDETTO RECOVERY PLAN

Questo documento traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l'Italia vuole realizzare con i fondi europei di **Next Generation EU**.

Il **PNRR** (ultima revisione) trasmesso in Europa per la valutazione è stato approvato il 13 luglio 2021 dal Consiglio dei Ministri del Governo Draghi.

Il Piano vale 248 miliardi, cifra che guarda però al complesso dei progetti e non, in senso stretto, a quelli previsti da Next Generation EU, che hanno un orizzonte temporale al 2026.

Guardando nel dettaglio a questi ultimi, le risorse ammontano a **235,6 miliardi di cui:**

- 191,5 della Recovery and Resilience Facility;
- 31 dal Fondo complementare;
- 13,5 del programma React-Eu.

In questo scenario i fondi destinati a programmi "aggiuntivi", cioè al di fuori di quanto già previsto dai programmi di finanza pubblica prima del Recovery, si attestano a 182,7 miliardi, compresa l'anticipazione dei Fondi nazionali sviluppo e coesione per 15,8 miliardi.

I 191,5 miliardi del RRF si dividono in **68,9 miliardi di euro in sovvenzioni** e **122,6 miliardi di euro in prestiti**.

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

- digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura (miliardi);
- rivoluzione verde e transizione ecologica;
- infrastrutture per una mobilità sostenibile;
- istruzione e ricerca;
- inclusione e coesione;
- salute.

La ripartizione delle risorse per Mission è la seguente:

- Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura: 40,32 miliardi dal PNRR + 0,8 miliardi da React-EU + 8,74 dal fondo complementare;

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

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

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

Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e l'economia circolare, programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili, lo sviluppo della filiera dell'idrogeno e la mobilità sostenibile.

Prevede inoltre azioni volte al risparmio dei consumi di energia tramite l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato e, infine, iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, la riforestazione, l'utilizzo efficiente dell'acqua e il miglioramento della qualità delle acque interne e marine.

Dunque ammontano a 69,94 miliardi le risorse complessive destinate alla **missione 2 "Rivoluzione verde e alla transizione ecologica"**.

Nella versione definitiva del Piano ci sono quattro componenti sul tema:

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

Il PNRR rappresenta una straordinaria occasione di rilancio degli investimenti nel nostro Paese che necessitano come condizione fondamentale la messa in campo di riforme in tutti i settori.

La Riforme del PNRR sono suddivise tra orizzontali, abilitanti e settoriali; le riforme orizzontali, o di contesto, riguardano innanzitutto Pubblica amministrazione e giustizia.

A queste si aggiungono riforme abilitanti, destinate a garantire attuazione e massimo impatto agli investimenti, tra cui si annoverano le misure di semplificazione e razionalizzazione della legislazione e quelle per la promozione della concorrenza.

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

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

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

Il Decreto 77/2021, convertito in legge (Legge 108/2021) introduce importanti innovazioni normative proprio per accelerare le procedure amministrative al fine di raggiungere gli obiettivi del PNRR e del PNIEC, soprattutto per la parte relativa alla transizione energetica.

A queste si aggiungono quelle del citato D.lgs 199/2021 _ RED II su cui si è già diffusamente argomentato.

4 STRATEGIE E PROGRAMMAZIONE ENERGETICA REGIONALE

Di seguito, si riportano alcuni dati aggiornati al 2020 sui consumi, emissioni e produzione energetica da fonte rinnovabile a livello regionale e i principali strumenti regionali di programmazione energetica e di contrasto ai cambiamenti climatici della Regione Emilia-Romagna. Il cui mare antistante la costa tra Rimini e Cattolica è interessato dal progetto, rimarcando gli aspetti più strettamente legati alla tipologia impiantistica di interesse, se indicati.

4.1 FABBISOGNO E PRODUZIONE DI ENERGIA, CONSUMI ED EMISSIONI IN EMILIA-ROMAGNA

Secondo le statistiche rese disponibili da TERNA e relative al 2020, i dati di produzione e consumo relativi al contesto della Regione Emilia-Romagna e della Provincia di Rimini sono i seguenti:

FABBISOGNO E PRODUZIONE REGIONALE (DATI ANNO 2020):	
RICHIESTA DI ENERGIA	28.010,1 GWh
PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA	23.491,5 GWh
PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA	22.751,4 GWh
DEFICIT 2020	-5311,3 GWh pari a -19,0%
CONSUMI COMPLESSIVI	26.754,5 GWh
CONSUMI OMNICOMPRESIVI PER ABITANTE	6.009 kWh
PRODUZIONE ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI	6.363,8 GWh idroelettrico 932,6 GWh (prodotti da 209 impianti di potenza efficiente lorda installata pari a 685,1 MW); eolico onshore 71,3 GWh (prodotti da 72 impianti di potenza efficiente lorda installata pari a 45 MW); fotovoltaico 2.401,6 GWh; (prodotti da 97.761 impianti di potenza efficiente lorda installata pari a 2.170 MW); geotermico 0; bioenergie 2.958,3 GWh
INCIDENZA ENERGIA DA FER SUI CONSUMI TOTALI	23,7%
CONSUMI PROVINCIA DI RIMINI	1503,2 GWh

Tabella 4.1 – Dati 2020 del fabbisogno, produzione e deficit di energia della Regione Emilia Romagna

I dati relativi ai consumi nel 2020 hanno subito una contrazione notevole rispetto al 2018 e al 2019, a causa dell'emergenza pandemica.

Nel 2019, per confronto con il 2020, i consumi regionali sono stati 28.293,8 GWh, con un deficit del 28,9% mentre i dati della Provincia di Rimini vedono consumi di 1.653,7 GWh, produzione di 269 GWh pari al 16,27% del totale di cui il 10,73% da fonte rinnovabile e il restante 83,73% sono stati importati da fuori provincia.

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>

EMISSIONI

Secondo quanto riportato dal documento **Strategia di Mitigazione e di Adattamento per i Cambiamenti Climatici (Regione Emilia-Romagna _ 2019)** i dati relativi alle emissioni regionali sono i seguenti.

I dati più recenti relativamente alle emissioni di gas serra della regione Emilia-Romagna sono stati stimati nell'ambito dell'inventario delle emissioni regionale (INEMAR).

In regione le emissioni complessive di CO₂eq ammontano a 36.535 Kt; di queste il 48% (17.500 Kt) viene emesso nelle aree urbane con più di 30.000 abitanti (21 comuni).

Per quanto riguarda i principali gas serra, le emissioni di anidride carbonica (CO₂) sono imputabili per il 60% ai processi di combustione (industriali e residenziali/terziari) e per il 40% ai trasporti stradali.

Le emissioni di CO₂ da attività di tipo combustivo derivano dalle attività di produzione di energia, consumo di combustibili nel settore residenziale/terziario e dalle attività produttive.

La serie storica delle emissioni totali di gas serra, espresse in CO₂ e inclusi i contributi dati dagli assorbimenti, mostra una tendenziale riduzione che si accentua a partire dall'anno 2010.

L'andamento decrescente delle emissioni di gas serra mostra un picco di riduzione nell'anno 2014 dovuto sia alla condizione di crisi economico-produttiva sia alla presenza di un anno caratterizzato da temperature invernali particolarmente miti che hanno portato a un contenimento dei consumi legati al riscaldamento.

Le emissioni di gas serra per settore di attività sono state elaborate a partire dall'anno 2013.

Le emissioni regionali, anche in virtù del significativo livello infrastrutturale diffuso sulla maggior parte del territorio, presentano livelli di emissioni di gas serra relativamente elevati, in particolare se confrontati al livello medio nazionale.

La presenza di un'industria diffusa e di una rete viaria di collegamento tra il Nord e il Centro Italia, assieme a una significativa antropizzazione del territorio, infatti, comportano emissioni che risultano solo parzialmente comprimibili, sebbene negli anni siano stati fatti grandi progressi in termini di contenimento delle emissioni.

Il contributo maggiore alle emissioni è dovuto ai trasporti e al riscaldamento civile (residenziale e terziario). Meno significativi risultano i contributi dell'industria (che ha fatto registrare notevoli miglioramenti delle proprie prestazioni emissive negli ultimi anni) e degli impianti di generazione elettrica a fonti fossili, sebbene questi ultimi risultino in aumento negli ultimi anni grazie alla ripresa della produzione elettrica a gas naturale.

E' importante sottolineare che le emissioni di CO₂ sono proporzionali ai consumi energetici; il consumo di energia per fonte primaria in regione Emilia-Romagna nell'ultimo decennio ha subito un cambiamento che ha portato a una riduzione del consumo dei prodotti petroliferi a favore del gas naturale, di fonti rinnovabili e dell'energia elettrica.

La richiesta e il consumo di energia elettrica è in costante aumento, in particolare durante la stagione estiva per soddisfare la domanda di climatizzazione degli edifici e questo porta a un sensibile aumento delle emissioni dal settore di produzione di energia elettrica.

Figura 1 - Emissioni gas serra per settore di attività.

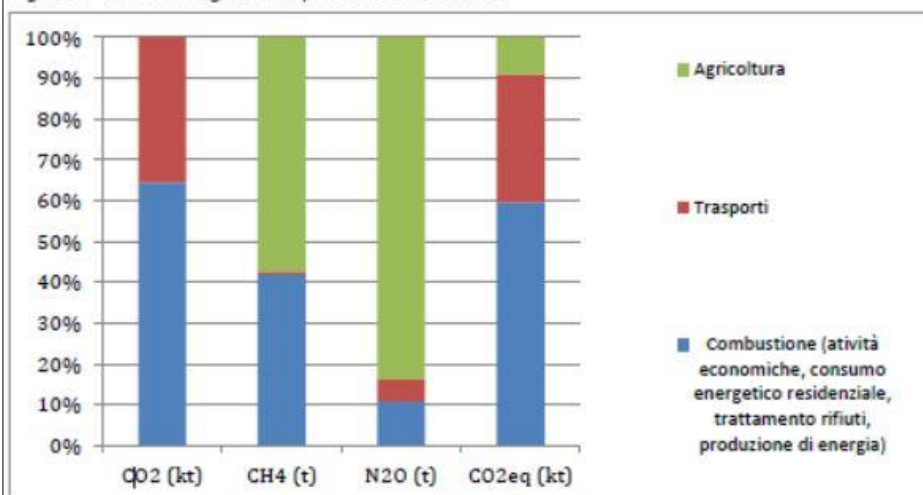


Tabella 1 - Emissioni dovute ai processi di combustione specifiche per settore.

Descrizione macrosettore	CO2 (kt)	CH4 (t)	N2O (t)	CO2 eq (kt)
Produzione energia e trasformazione combustibili	2825	171	28	2838
Combustione residenziale	8571	3819	309	8747
Combustione nell'industria	7286	309	342	7398
Processi produttivi	1369	1406	0	1399
Estrazione e distribuzione combustibili	0	36509	0	767

Figura 2 - Emissioni di gas serra per settore

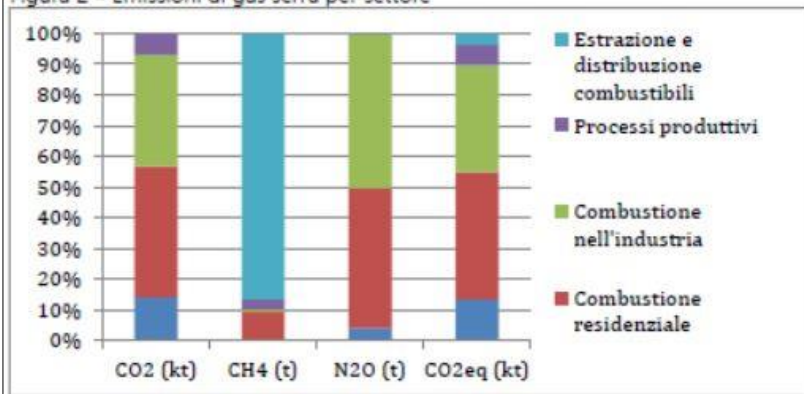


Figura 4.1 – Dati di emissioni di gas serra in Emilia-Romagna

(fonte Strategia di Mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici della Regione Emilia-Romagna)

Le emissioni dal settore civile sono dovute alla richiesta di energia termica per il riscaldamento e pertanto sono influenzate dalla climatologia dell'anno.

Il settore trasporti mostra un lieve costante calo delle emissioni dovuto principalmente al rinnovo del parco veicolare.

Nonostante il continuo aumento nella produzione dei rifiuti, l'ammontare diretto in discarica è diminuito grazie alle politiche sui rifiuti messe in atto negli ultimi anni; in particolare l'aumento di metano recuperato ha contribuito in modo significativo alla riduzione delle emissioni del settore.

4.2 STRATEGIE PER I CAMBIAMENTI CLIMATICI

Per dare una risposta concreta ai temi del cambiamento climatico e alle emissioni prodotte la regione Emilia-Romagna ha messo a punto una serie di strategie e azioni programmatiche.

Un importante documento conoscitivo e strategico è la **Strategia di Mitigazione e di Adattamento per i Cambiamenti Climatici (Regione Emilia-Romagna _ 2019)**, approvato con Delibera di Assemblea n. 187 del 29 dicembre 2018.

Il documento completo contiene, oltre a una valutazione approfondita del quadro emissivo regionale e degli scenari di cambiamento climatico futuri e in atto, un'analisi settoriale delle principali vulnerabilità regionali.

Sono anche presenti per ciascun settore fisico-ambientale e economico le azioni che la Regione Emilia-Romagna sta già realizzando e/o sono inserite nei Piani, programmi e leggi in vigore; per ciascun settore sono individuate, suddivise tra le categorie di mitigazione e adattamento, le misure e le azioni che sarebbe necessario inserire nella pianificazione e programmazione futura di settore.

Secondo quanto riportato dal documento, le Regioni sono chiamate a dare il loro contributo per quanto riguarda l'azione di mitigazione delle emissioni, facendo propri gli impegni europei e internazionali, pur restando un obiettivo globale e internazionale; ma ancora di più possono e devono agire in termini di adattamento, includendo sempre più spesso gli scenari dei cambiamenti climatici nella definizione di piani, programmi e nelle scelte di dimensionamento delle opere infrastrutturali, con un orizzonte di riferimento al 2030 e 2050.

La Regione Emilia-Romagna sin dal novembre 2015, ha preso parte alla Under 2 Coalition con la firma dell'accordo Subnational Global Climate Leadership Memorandum of Understanding¹ (Memorandum d'Intesa subnazionale per la leadership globale sul clima, Under2MoU).

I governi locali aderenti a Under2MoU si impegnano a ridurre, entro il 2050, le emissioni di gas serra tra l'80% e il 95% rispetto ai livelli del 1990, oppure a una quota di 2 tonnellate di Co2 equivalenti pro-capite.

Gli obiettivi individuati dalla Regione Emilia-Romagna ha individuato nel Memorandum d'Intesa prevedono una riduzione del 20% delle emissioni al 2020 rispetto ai livelli del 1990, e un obiettivo di -80% al 2050.

È in questo contesto di politiche e impegni nazionali e internazionali che la Regione Emilia Romagna ha definito la Strategia di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici proprio con il fine di **"tenere insieme" questo doppio aspetto nella lotta al clima solo apparentemente scollegati ma, di fatto, fortemente interconnessi in realtà territoriali naturali e antropizzate nonché complesse e variegate.**

4.3 IL PATTO PER IL LAVORO E IL CLIMA

La Regione Emilia-Romagna ha siglato a fine dicembre 2020 il **"Patto per il Lavoro e il Clima"** con 55 firmatari: enti locali, sindacati, imprese (industria, artigianato, commercio, cooperazione), i quattro atenei regionali (Bologna, Modena e Reggio Emilia, Ferrara, Parma), l'Ufficio scolastico regionale, associazioni ambientaliste (Legambiente, Rete Comuni Rifiuti Zero), Terzo settore e volontariato, professioni, Camere di commercio e banche (Abi).

Attraverso il Patto, siglato nel pieno dell'emergenza e della lotta alla pandemia, la Regione ha elaborato un progetto di **rilancio e sviluppo fondato sulla sostenibilità ambientale, sociale ed economica**, con l'obiettivo

di creare lavoro di qualità, favorire la transizione ecologica, contrastare le disuguaglianze e ridurre le distanze fra le persone, le comunità e le aree territoriali, ricucendo fratture acute dalla crisi in atto.

Il Patto investe trasversalmente tutti i settori, in stretta connessione con le strategie e le risorse del PNRR:

Con un investimento senza precedenti sulle persone, il welfare e la sanità pubblica, l'innovazione tecnologica e digitale – con la scienza al servizio dell'uomo, in ogni campo – i saperi e la scuola, la formazione, le eccellenze della nostra manifattura, l'economia verde e circolare, il turismo, il commercio, l'agricoltura, il mondo delle professioni e il terziario, la messa in sicurezza del territorio. Con l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050 e il 100% di energie rinnovabili entro il 2035".

Limitando l'analisi all'ambito tematico del progetto, per raggiungere gli ambiziosi obiettivi di **"Accelerare la transizione ecologica per raggiungere la neutralità carbonica prima del 2050 e passare alle energie pulite e rinnovabili entro il 2035; coniugare produttività, equità e sostenibilità, generando nuovo lavoro di qualità"** la Regione Emilia-Romagna si propone di raggiungere i seguenti traguardi:

- raggiungere la **neutralità carbonica** prima del **2050**, in linea con la strategia europea, e il passaggio al **100% di energie rinnovabili** entro il **2035**;
- allineare il percorso dell'Emilia-Romagna a quelli previsti dall'Agenda 2030, dall'Accordo di Parigi, dall'Unione Europea per la **riduzione delle emissioni climalteranti almeno del 55% entro il 2030**, dalla programmazione dei fondi europei 2021-2027 e dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Un progetto tanto impegnativo quanto necessario per la Regione e in particolare per la Pianura Padana che rappresenta l'area a maggior concentrazione produttiva e manifatturiera d'Italia, ma anche quella più esposta sul piano ambientale, a partire dalla qualità dell'aria e dal rischio legato agli effetti del cambiamento climatico.

4.4 IL PIANO ENERGETICO REGIONALE (PER)

Il **Piano Energetico Regionale (PER)**, approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n. 111 dell'1 marzo 2017, fissa **la strategia e gli obiettivi della Regione Emilia-Romagna per clima e energia fino al 2030** in materia di rafforzamento dell'economia verde, di risparmio ed efficienza energetica, di sviluppo di energie rinnovabili, di interventi su trasporti, ricerca, innovazione e formazione.

La Regione Emilia-Romagna con il nuovo **Piano Energetico Regionale** assume gli obiettivi europei al 2020, 2030 e 2050 in materia di clima ed energia come fondamentale fattore di sviluppo della società regionale e di definizione delle proprie politiche in questi ambiti.

Diventano pertanto strategici per la Regione:

- **la riduzione delle emissioni climalteranti del 20% al 2020 e del 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990;**
- **l'incremento al 20% al 2020 e al 27% al 2030 della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;**
- **l'incremento dell'efficienza energetica al 20% al 2020 e al 27% al 2030.**

In termini strategici, la Regione si impegna nei confronti di una **decarbonizzazione** dell'economia tale da raggiungere, **entro il 2050**, una riduzione delle emissioni serra almeno dell'80% rispetto ai livelli del 1990.

Tale obiettivo dovrà essere raggiunto, in via prioritaria, attraverso una decarbonizzazione totale della generazione elettrica, un progressivo abbandono dei combustibili fossili in tutti i settori, in primo luogo nei trasporti e negli usi per riscaldamento e raffrescamento, e uno sviluppo delle migliori pratiche agricole, agronomiche e zootecniche anche al fine di accrescere la capacità di sequestro del carbonio di suoli e foreste.

In particolare i principali ambiti di intervento saranno i seguenti:

- Risparmio energetico ed uso efficiente dell'energia nei diversi settori;
- Produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili;
- Razionalizzazione energetica nel settore dei trasporti;
- Aspetti trasversali.

Per ciò che riguarda la produzione di energia da fonti rinnovabili, la Regione:

- **sostiene la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili per la produzione elettrica**, in particolare in regime di autoproduzione o in assetto cogenerativo e comunque nel rispetto delle misure di salvaguardia ambientale;
- sostiene, in coerenza con le linee strategiche in materia di promozione di ricerca e innovazione, lo sviluppo delle tecnologie innovative alimentate da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica (ad esempio, tecnologie a idrogeno, celle a combustibile, ecc.);
- definisce i criteri localizzativi degli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, con particolare attenzione a disposizioni che favoriscano il regime dell'autoproduzione e lo sviluppo di impianti di piccola taglia.

Tuttavia, la sfida più importante nello sviluppo delle fonti rinnovabili è rappresentata dal settore termico, dove le potenzialità sono ancora molto alte.

La Regione, per contribuire ad aumentare il contributo delle rinnovabili nel settore intende sostenere lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili ad elevata efficienza che possano soddisfare il fabbisogno energetico per il riscaldamento e raffrescamento degli edifici e la produzione di calore per fini produttivi.

Tali strategie di azione sono elaborate in coerenza con le potenzialità di sviluppo e con il contesto territoriale.

Nell'ultimo ventennio, il settore elettrico in Emilia-Romagna ha registrato significativi cambiamenti.

Dopo la riconversione a gas naturale dei principali impianti termoelettrici regionali, negli ultimi anni è cresciuto enormemente il numero degli impianti distribuiti di generazione elettrica.

In termini di numero di impianti, la stragrande maggioranza è riconducibile a impianti fotovoltaici, che nel 2020 hanno superato il numero 97.500 punti di produzione.

La crescita della potenza installata negli impianti di generazione ha pertanto anch'essa seguito questo andamento, con un'esplosione della potenza fotovoltaica e un incremento sostenuto di tutte le fonti rinnovabili, **ad eccezione dell'eolico onshore che offre un apporto molto limitato (solo 45 MW raggiunti con 72 impianti) anche in base alle politiche di tutela territoriale messe in campo dalla regione nell'ambito delle attività di individuazione delle aree e siti non idonei all'installazione di impianti da FER .**

Il PER si realizza attraverso **Piani triennali di attuazione PTA**; concluso il PTA 2017-2019, si è avviato il percorso partecipato verso il Piano triennale di attuazione 2022-2024.

Il PER, nel delineare la strategia regionale, individua due scenari energetici: **uno scenario "tendenziale" ed uno scenario "obiettivo"**.

Lo scenario energetico **tendenziale** tiene conto delle politiche europee, nazionali e regionali adottate fino a questo momento, dei risultati raggiunti dalle misure realizzate e dalle tendenze tecnologiche e di mercato considerate consolidate.

Lo scenario **obiettivo** punta invece a traguardare gli obiettivi UE clima-energia del 2030, compreso quello relativo alla riduzione delle emissioni serra, che costituisce l'obiettivo più sfidante tra quelli proposti dall'UE.

Questo scenario è supportato dall'introduzione di buone pratiche settoriali nazionali ed europee ritenute praticabili anche in Emilia-Romagna, e rappresenta, alle condizioni attuali, un limite sfidante ma non impossibile da raggiungere.

		Medio termine (2020)	Lungo termine (2030)
Potenza (MW)	Situazione attuale (2014)	Scenario tendenziale	Scenario tendenziale
Idroelettrico	655	662	665
<i>di cui: idroelettrico rinnovabile</i>	325	332	335
<i>pompaggi puri</i>	330	330	330
Fotovoltaico	1.859	2.080	2.533
Solare Termodinamico	0	10	50
Eolico	19	45	51
Bioenergie	613	657	742
<i>di cui: biomasse legnose</i>	99	109	129
<i>rifiuti</i>	147	158	180
<i>biogas</i>	234	256	298
<i>bioliquidi</i>	133	133	135
Totale FER-E	2.816	3.124	3.711
Termoelettrico a fonti fossili	6.205	6.104	6.118
Totale (inclusi pompaggi)	9.351	9.558	10.159

Tabella 4.2 – Scenario tendenziale al 2030 secondo il PER regionale

Il raggiungimento degli scenari tendenziali e di obiettivo viene verificato nell'ambito delle attività di monitoraggio del PER previste dalla L.R. 26/2004.

A gennaio 2021 è stato pubblicato il 3° Rapporto annuale di Monitoraggio del Piano Energetico Regionale 2030 (i primi due sono di luglio 2018 e dicembre 2019) che fornisce un aggiornamento sullo stato di raggiungimento degli obiettivi del PER, riguardanti la riduzione delle emissioni serra, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Secondo il 3° rapporto di monitoraggio, rispetto ai suddetti obiettivi, **l'UE si trova ad un livello mediamente piuttosto soddisfacente**.

Secondo i più recenti dati pubblicati da Eurostat, alcuni obiettivi sono già stati raggiunti, come ad esempio quello sulle emissioni di gas serra, mentre per quelli sulle rinnovabili e il risparmio energetico la traiettoria sembra coerente col target al 2020.

In questo quadro, **l'Emilia-Romagna si trova ad un buon livello** per quanto riguarda i target del PER sul risparmio energetico e le fonti rinnovabili, mentre per quello sulle emissioni di gas serra l'obiettivo al 2020 non è stato raggiunto.

Per quanto riguarda il principale obiettivo del PER , riduzione dei consumi energetici e il miglioramento delle prestazioni energetiche nei diversi settori, in linea con la politica europea e nazionale di promozione dell'efficienza energetica, si osserva che nel complesso sono stati ottenuti risparmi per circa **970 ktep**.

Riferiti al consumo finale regionale del 2018, questi rappresentano un risparmio medio annuo dell'**1,7%**; a livello settoriale, il livello medio annuo di efficienza energetica varia tra lo 0,1% nell'agricoltura al 3,1% nell'industria: si tratta di valori in alcuni casi in linea con le ipotesi di risparmio energetico previste nel PER.

Se si osserva l'andamento dei consumi e si considera il livello di risparmio energetico conseguito, emerge che **le misure di risparmio energetico hanno sostanzialmente compensato l'incremento potenziale dei consumi (per circa l'87%)**.

Per quanto riguarda il secondo obiettivo generale del PER, promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, quale chiave per la transizione energetica verso un'economia a basse emissioni di carbonio, gli obiettivi nazionali (*burden sharing*) ed europei di copertura dei consumi con fonti rinnovabili risultano traguardabili già nello scenario energetico tendenziale, pertanto è necessario incrementare il livello di attenzione su tali fonti per sviluppare non solo quelle disponibili sul territorio regionale, ma quelle più efficaci sotto il profilo degli impatti sull'ambiente e dei costi.

Complessivamente, nello scenario obiettivo si ipotizza di raggiungere il **24%** di copertura dei consumi finali lordi regionali attraverso fonti rinnovabili (escluse quelle per trasporto).

Per quanto riguarda il citato *burden sharing*, il D.M. 15 marzo 2012 "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili" norma questo aspetto indicando i target regionali per le rinnovabili.

Per la Regione Emilia Romagna, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 2%, il decreto prevedeva di raggiungere nel 2020 l'obiettivo del 8,9% di energia prodotta con fonti rinnovabili.

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

Tabella 4.3 - Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili Fonte: D.M. 15/3/2012, Tabella A

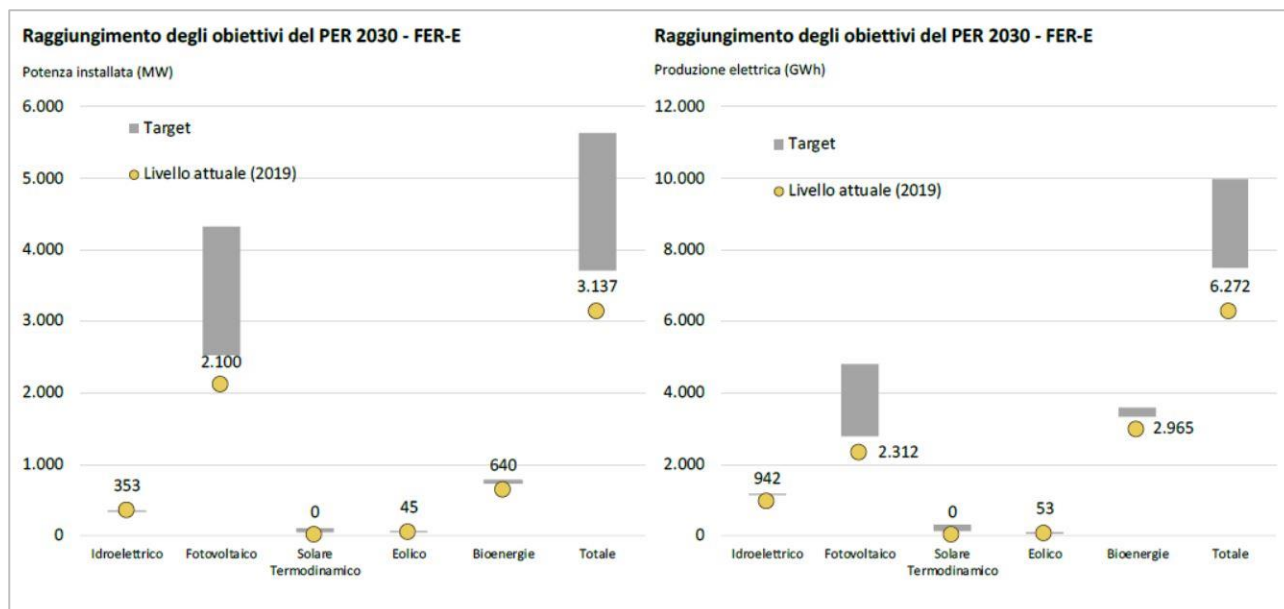


Tabella 4.4 - Risultati raggiunti sulle fonti rinnovabili per la produzione elettrica in Emilia-Romagna

Dal 3° Rapporto di monitoraggio annuale (paragrafo 6.1 e seguenti) emerge quanto segue.

▪ **RISULTATI DEL FOTOVOLTAICO A SEGUITO DEL MONITORAGGIO**

Lo sviluppo del fotovoltaico ha visto negli ultimi anni una crescita costante della potenza installata in Emilia-Romagna, che oggi conta oltre 2.100 MW, e della conseguente produzione elettrica.

Con la fine degli incentivi diretti, tuttavia, si sta registrando già da alcuni anni un ridimensionamento della nuova capacità installata, che mediamente si è ormai attestata poco sopra ai 40 MW all'anno (dopo che nel 2011 si sono superati i 900 MW di nuova capacità), ma nel 2019 questo incremento è stato di 70 MW.

In termini assoluti lo sforzo maggiore dovrà essere realizzato per lo sviluppo del **fotovoltaico**, per il quale se **gli obiettivi dello scenario tendenziale del PER sono alla portata** (2.533 MW, in linea con gli attuali tassi di penetrazione del fotovoltaico in Emilia-Romagna), **più lontani appaiono quelli dello scenario obiettivo** (4.333 MW).

▪ **RISULTATI DELL'EOLICO A SEGUITO DEL MONITORAGGIO**

RIGUARDO ALL'EOLICO, IL DOCUMENTO ASSUME GRANDE RILEVANZA PER IL PROGETTO IN ESAME, CHE VIENE CITATO COME POTENZIALE IMPIANTO CAPACE DI CONTRIBUIRE IN MANIERA SIGNIFICATIVA AL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI PREFISSATI.

Come riportato al paragrafo 6.1.2 del 3° Rapporto di monitoraggio annuale:

La crescita dell'**eolico** in Emilia-Romagna si scontra storicamente con le limitazioni fisiche e ambientali del territorio regionale.

Nel 2019, tuttavia, l'installato on-shore è cresciuto a 45 MW, e nel 2020 si sono iniziati ad affacciare all'orizzonte **ALCUNI PROGETTI OFFSHORE DI TAGLIA SIGNIFICATIVA DAVANTI A RIMINI (330 MW PER OLTRE 700 GWH)** e Ravenna (circa 450 MW per oltre 1 TWh di producibilità): già oggi risulta pertanto alla portata l'obiettivo dello scenario tendenziale (51 MW), e poco distante quello obiettivo (77 MW).

Se l'attuale disciplina regionale in materia di localizzazione di impianti eolici on-shore non favorisce la realizzazione di nuovi impianti, visti i limiti così stringenti legati alla producibilità minima richiesta per le nuove installazioni, I PROGETTI OFFSHORE POSSONO CONTRIBUIRE ENORMEMENTE AL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI COMPLESSIVI DEL PER IN MATERIA DI FONTI RINNOVABILI.

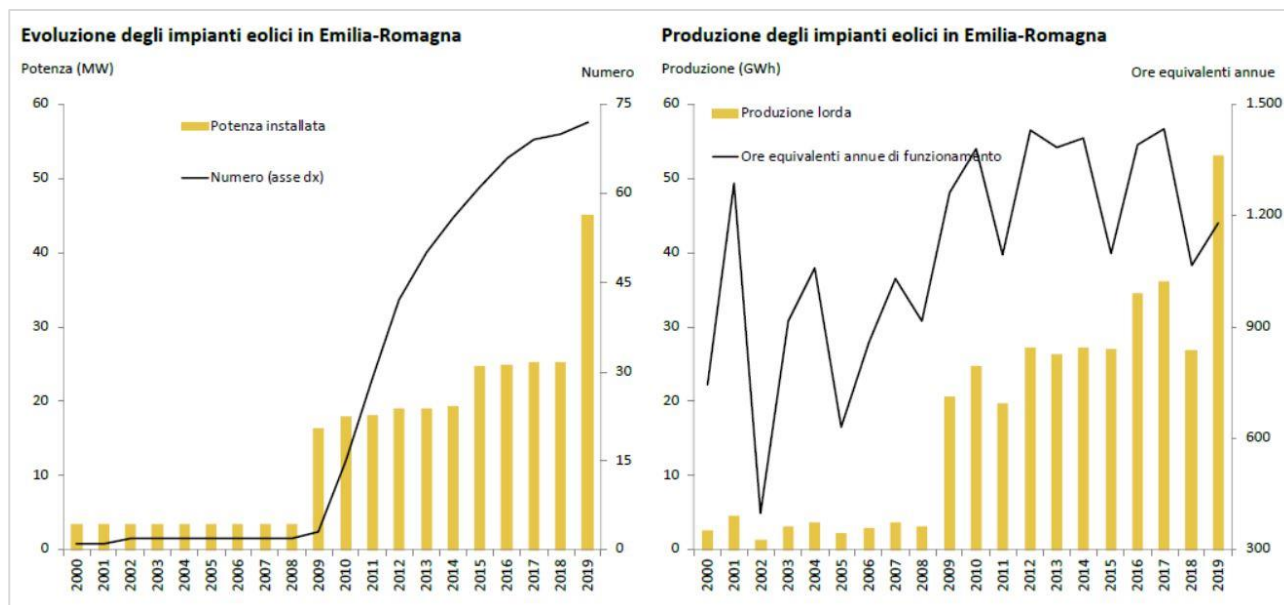


Tabella 4.5 Dati della potenza installata e produzione elettrica da eolico onshore in Emilia-Romagna

4.5 COERENZA DEL PROGETTO CON GLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE EUROPEI, NAZIONALI E REGIONALI

Per tutto quanto argomentato nei capitoli precedenti, il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie internazionali ed europee e con la programmazione energetica nazionale e regionale, in quanto prevede una produzione di energia da fonte inesauribile e rinnovabile e con emissioni nulle di CO₂ in atmosfera, con conseguenti benefici ambientali e con un sensibile contributo al raggiungimento degli obiettivi sostenuti dall'UE .

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

A parte gli effetti ambientali indiretti, il progetto si inquadra nell'ambito delle nuove economie green, che consentono di sostenere con massicci investimenti l'industria dedicata alla ricerca e sviluppo di tecnologie idonee per l'installazione nel mar mediterraneo di centrali eoliche offshore.

Come emerge dallo studio specialistico allegato al SIA e come riportato nella PARTE QUARTA del SIA, la stima della resa energetica netta dell'impianto è stata ridotta cautelativamente a **710 GWh/annui**.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, si è ipotizzato che quella dell'impianto eolico in esame vada a sostituire una quota attualmente prodotta da centrali a ciclo combinato a gas naturale.

Come diffusamente precisato nel Capitolo dedicato agli effetti del progetto su Clima e Atmosfera, (Capitolo 2 della PARTE QUINTA DEL SIA a cui si rimanda) una tale produzione di energia ha **effetti estremamente POSITIVI** in termini di emissioni evitate in atmosfera.

Altrettanto **POSITIVO** è l'impatto del progetto anche in termini di **Contributo di produzione elettrica e di incidenza sui consumi sia a livello regionale che provinciale.**

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, è opportuno ricordare che **secondo il PER, la produzione di energia eolica onshore**, per le caratteristiche morfologiche del territorio, **non può fornire un apporto decisivo rispetto al raggiungimento della quota regionale di energia da fonti rinnovabili**, in quanto assume significativa rilevanza la salvaguardia del paesaggio con particolare riferimento al sistema dei crinali e non può pertanto prevedersi uno sviluppo significativo; Ciò è particolarmente esplicito negli obiettivi riferiti all'eolico richiamati nel PEAR che sono davvero minimi.

Il Piano Energetico Regionale (PER) nella definizione degli scenari tendenziali e di obiettivo **non pianifica in merito alla generazione elettrica da fonte eolica offshore**, e ciò dipende dal fatto che in materia di **produzione di energia in mare**, strettamente connessa ad aspetti demaniali per i quali non vigono le deleghe stato-regioni, **la competenza è in capo allo Stato e pertanto le regioni non possono legiferare o programmare in materia.**

Tuttavia, a prescindere da questi aspetti di competenza specifica, **la Regione Emilia-Romagna è direttamente interessata dal progetto** in quanto l'energia prodotta dall'impianto offshore viene immessa in rete attraverso infrastrutture ricadenti nel territorio regionale; **questo appare evidente nelle considerazioni contenute nel 3° Rapporto Triennale sopra citato, in cui LA REGIONE EMILIA-ROMAGNA CONSIDERA GLI IMPIANTI EOLICI OFFSHORE E QUELLO IN ESAME (esplicitamente citato) CAPACI DI CONTRIBUIRE ENORMEMENTE AL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI COMPLESSIVI DEL PER IN MATERIA DI FONTI RINNOVABILI.** Questa assunzione trova riscontro dall'analisi dei dati riportati nel precedente paragrafo 4.1.

Considerando il contesto locale, dai Dati Terna regionali del 2020 emerge che **la regione Emilia-Romagna è caratterizzata da un deficit di produzione di energia elettrica rispetto ai consumi, che nel 2019 ha raggiunto i 6.200 GWh e nel 2020 di 5.300 GWh, rispettivamente pari al 21% e al 19% dell'energia richiesta.**

Il deficit è ancora più significativo per la provincia di Rimini: dai dati più recenti, la produzione provinciale annua è di 270 GWh (di cui i due terzi circa da fonte rinnovabile), che soddisfa solo il 16% circa dei consumi totali, pari a 1.650 GWh e 1.503 GWh rispettivamente nel 2019 e 2020.

La realizzazione del progetto, attraverso la produzione stimata di 710 GWh annui, consentirebbe di ridurre il deficit regionale di circa il 3%, di **coprire il 47,3% del consumo elettrico dell'intera Provincia di Rimini**, stimato in 1503,2 GWh/anno, **il 2,65% dei consumi regionali e di soddisfare il fabbisogno di elettricità complessivo di un territorio urbanizzato corrispondente a circa 120.000 abitanti**, considerando un consumo statistico e omnicomprendivo pro capite per abitante pari 6000,2 kWh/anno.

La centrale eolica offshore garantirebbe di incrementare di circa l'11% la quota regionale di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile e di aumentare del 2,8% la relativa percentuale di copertura dei consumi totali dell'Emilia Romagna, che passerebbe dal 22,7% del al 26,5%.

Come detto, se in merito all'eolico offshore il nuovo PER non fissa un quota di MW da installare, va considerato che la Regione Emilia-Romagna è stata la prima in assoluto in Italia ad affrontare il tema della

pianificazione della produzione energetica da fonti rinnovabili in mare, compresa quella da fonte eolica, nell'ambito delle attività preliminari svolte per la Pianificazione dello Spazio Marittimo; nel mare antistante la costa emiliano-romagnola, la Regione ha individuato aree potenzialmente idonee per impianti eolici offshore, entro le quali ricade progetto in esame. che si propone come esperienza pilota di attuazione di quanto previsto dalla DGR 277/2021 e dagli studi propedeutici elaborati e in corso, tra cui i principali sono "Tra la Terra e il Mare" e "Portodimare".

Come già specificato nel SIA:

- **Il progetto è coerente in termini di localizzazione** con la DGR n. 277 del 01/03/2021 "D.lgs 17 ottobre 2016 n. 201 - Piano di Gestione dello Spazio Marino - Proposta della Regione Emilia-Romagna alla pianificazione dell'area marittima 'Mare Adriatico' nonché con gli studi ad essa propedeutici, e in particolare con quelli denominati "Tra la Terra e il Mare" e "Portodimare" (sia la DGR 277/2021 che gli studi, saranno oggetto di specifica trattazione nella PARTE TERZA del SIA);

La "Proposta di Pianificazione di livello strategico su ciascuna sub-area: Sub – Area A/3 Acque territoriali Emilia Romagna" elaborata della Regione Emilia Romagna è stata recepita ed è descritta al capitolo 1.4.4 del Rapporto Preliminare di Scoping presentato dal Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) e per la Valutazione di Incidenza del PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO ITALIANO - AREA MARITTIMA ADRIATICO (procedura di consultazione avviata presso il Ministero della Transizione Ecologica lo scorso 02/02/2022 _ procedura n. 9753).

- **Il progetto è già stato ritenuto ammissibile per aspetti legati alla concessione del demanio marittimo**
- **Il progetto risulta coerente con recenti disposizioni introdotte dal Decreto RED II , ricadendo in gran parte nel raggio di 2 Mn da piattaforme in disuso (AZALEA A, REGINA 1 e GIULIA 1) e pertanto in AREA IDONEA**

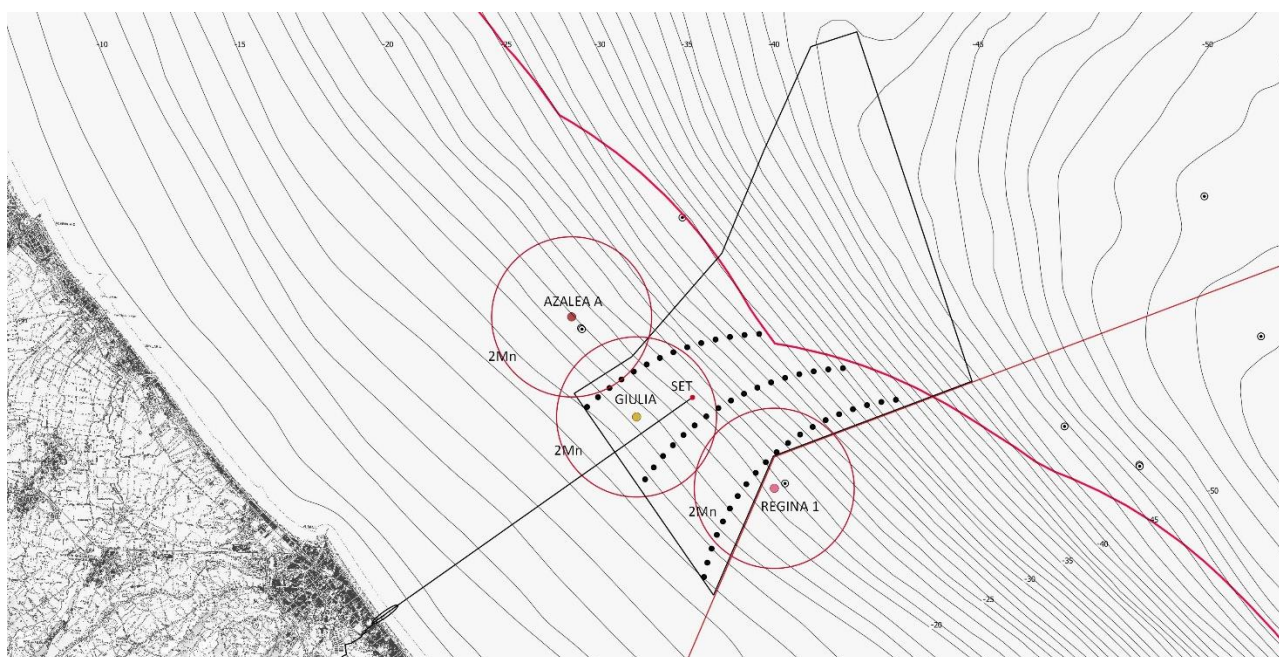


Figura 4.2 – LAYOUT A con indicazione delle piattaforme in disuso e l'area circostante di 2 Mn di raggio. In evidenza il perimetro dell'area contigua (involucro progettuale) in cui si estendono le alternative di progetto.

5 PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Come premesso il capitolo riporta una sintetica disamina dei principali strumenti di pianificazione vigenti a scala territoriale e accerta la conformità del progetto con le norme derivanti dalle principali fonti legislative di rango primario (Leggi Ordinarie, Leggi Regionali, altri atti aventi forza di legge quali Decreti Ministeriali e Decreti Legislativi) con particolare riferimento ai piani sovraordinati che governano gli paesaggistici, l'assetto idrogeologico e urbanistico.

Rispetto agli strumenti di pianificazione e tutela esaminati, in calce ad ogni paragrafo viene affrontata la verifica di coerenza Opera/Piano e di compatibilità in relazione alle specifiche norme che regolano la trasformazioni delle aree oggetto di pianificazione.

In merito agli strumenti di tutela e ai vincoli operanti in materia di aree naturali protette e di aree e beni di interesse archeologico, culturale e paesaggistico, la puntuale disamina e verifica di conformità del progetto alle specifiche norme è trattata nella PARTE TERZA dello Studio di Impatto Ambientale, in stretta connessione con la descrizione delle precipue caratteristiche dell'area di intervento e del contesto costiero in cui ricadono le opere oggetto di Valutazione di Impatto Ambientale.

La trattazione dei rapporti di conformità riguardanti legislazioni che normano effetti misurabili e direttamente connessi a fenomeni potenzialmente determinati dalle azioni di progetto, **come ad esempio la normativa sull'inquinamento elettromagnetico, sull'impatto acustico, sulla pubblica incolumità rispetto agli effetti sismici, sulla gestione delle terre e rocce da scavo**, troverà più pertinente trattazione all'interno di quelle parti dello Studio di Impatto Ambientale (PARTE QUINTA) e delle relazioni specialistiche allegate allo SIA, nelle quali detti fenomeni e normative di riferimento sono indagati.

Il principale strumento che disciplina gli aspetti di pianificazione territoriale in Emilia-Romagna è la **Legge regionale 21 dicembre 2017, n.24** _ Disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio _ che ha completamente rivisitato la materia sino a tale data regolata dalla Legge 20 del 24/03/2000.

La nuova legge urbanistica è entrata in vigore il 1 gennaio 2018

Le principali finalità e l'architettura della disciplina sono le seguenti.

La legge stabilisce la disciplina regionale in materia di governo del territorio, in conformità ai principi fondamentali della legislazione statale e nel rispetto dell'ordinamento europeo e della potestà legislativa esclusiva dello Stato in materia di tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e dei beni culturali, in materia di ordinamento civile e penale e del regime della proprietà, nonché in materia di tutela della concorrenza.

La legge disciplina, altresì, i livelli minimi essenziali dei sistemi delle infrastrutture, delle attrezzature urbane e territoriali nonché dei servizi che devono essere garantiti in tutto il territorio regionale.

Il governo del territorio, inteso quale insieme delle attività di analisi, valutazione, programmazione, regolazione, controllo e monitoraggio degli usi e delle trasformazioni del territorio e degli effetti delle politiche socio-economiche su di esso incidenti, è esercitato dai Comuni e loro Unioni, dalla Città metropolitana di Bologna, dai soggetti di area vasta e dalla Regione, perseguendo la sostenibilità, l'equità e la competitività del sistema sociale ed economico, ed il soddisfacimento dei diritti fondamentali delle attuali e future generazioni inerenti in particolare alla salute, all'abitazione ed al lavoro, e nel rispetto dei seguenti obiettivi:

- a) contenere il consumo di suolo quale bene comune e risorsa non rinnovabile che esplica funzioni e produce servizi ecosistemici, anche in funzione della prevenzione e della mitigazione degli eventi di dissesto idrogeologico e delle **strategie di mitigazione e di adattamento ai cambiamenti climatici**;
- b) favorire la rigenerazione dei territori urbanizzati e il miglioramento della qualità urbana ed edilizia, con particolare riferimento **all'efficienza nell'uso di energia e risorse fisiche**, alla performance ambientale dei manufatti e dei materiali, alla salubrità ed al comfort degli edifici, alla conformità alle norme antisismiche e di sicurezza, alla qualità ed alla vivibilità degli spazi urbani e dei quartieri, alla promozione degli interventi di edilizia residenziale sociale e delle ulteriori azioni per il soddisfacimento del diritto all'abitazione di cui alla legge regionale 8 agosto 2001, n. 24 (Disciplina generale dell'intervento pubblico nel settore abitativo);
- c) tutelare e valorizzare il territorio nelle sue caratteristiche ambientali e paesaggistiche favorevoli al benessere umano ed alla conservazione della biodiversità;
- d) tutelare e valorizzare i territori agricoli e le relative capacità produttive agroalimentari, salvaguardando le diverse vocazioni tipiche che li connotano;
- e) contribuire alla tutela ed alla valorizzazione degli elementi storici e culturali del territorio regionale;
- f) promuovere le condizioni di attrattività del sistema regionale e dei sistemi locali, per lo sviluppo, l'innovazione e la competitività delle attività produttive e terziarie;
- g) promuovere maggiori livelli di conoscenza del territorio e del patrimonio edilizio esistente, per assicurare l'efficacia delle azioni di tutela e la sostenibilità degli interventi di trasformazione.

L'architettura della Legge Regionale 24/2017, per assicurare il raggiungimento di tali finalità, individua e norma i seguenti strumenti di Governo del territorio:

Pianificazione Territoriale:

- **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, normato dall'art. 40;
- **Piano Territoriale Metropolitano (PTM)**, normato dall'Art. 41;
- **Piano territoriale di area vasta (PTAV)**, normato dall'Art. 42;

Tutela e Valorizzazione del Paesaggio:

- **Piano territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)**, normato dall'Art. 64 e seguenti.

Pianificazione Comunale

- **Piano Urbanistico Generale (PUG)**, normato dall'Art. 31 e seguenti

Secondo l'architettura della struttura normativa regionale relativa al Governo del Territorio, a Regione, le Province e i Comuni attraverso la pianificazione e l'adozione del proprio piano regolano la scala di interessi relativa all'ambito territoriale di propria competenza.

La pianificazione territoriale consente di esplicitare la visione di sviluppo sostenibile che si basa sulla integrazione, valorizzazione e rigenerazione delle potenzialità economiche, sociali ed ambientali proprie dei territori e delle aree urbane che costituiscono il capitale territoriale della regione.

Ai sensi dell'art 76 della Legge 24/2017, La Regione, la Città metropolitana di Bologna e i soggetti di area vasta (Province, Unioni dei Comuni) adeguano i propri strumenti di pianificazione territoriale alle previsioni della legge entro 3 anni dalla data di entrata in vigore della stessa.

La Legge disciplina la vigenza degli strumenti urbanistici previgenti e norma le modalità di adeguamento degli strumenti di governo del territorio adottati e approvati ai sensi della Legge 20/2000.

In particolare, stabilisce che le previsioni dei PTCP approvati ai sensi della legge regionale n. 20 del 2000 conservano efficacia fino all'entrata in vigore del PTM e dei PTAV, limitatamente ai contenuti attribuiti dalla presente legge e dalla legislazione vigente ai piani territoriali generali, metropolitani e di area vasta.

Di seguito si riporta una breve disamina dei soli Strumenti di Governo del Territorio sopra citati che possano avere attinenza con il progetto in esame, e in particolare il PTPR, il PTCP e il PSC e il RUE del Comune di Rimini, unico comune costiero interessato direttamente dalle opere terrestri di connessione dell'impianto alla RTN.

5.1 PIANO TERRITORIALE REGIONALE (PTR)

La Legge Urbanistica Regionale n. 24 del 2017, all'articolo 40, prevede che la Regione si doti di un unico piano generale, denominato **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, caratterizzato dall'integrazione di una **componente strategica** e una **strutturale**.

Il PTR ricomprende e coordina, in un unico strumento di pianificazione relativo all'intero territorio regionale, la disciplina per la tutela e la valorizzazione del paesaggio e il **Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)**, quale piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici, e la componente territoriale del **Piano Regionale Integrato dei Trasporti (PRIT)**.

Il **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, ai sensi dell'articolo 23 della L.R. 20/2000 è lo **strumento di programmazione** con il quale la Regione definisce gli obiettivi per assicurare lo **sviluppo** e la **coesione sociale**, accrescere la **competitività** del sistema territoriale regionale, garantire la riproducibilità, la qualificazione e la **valorizzazione delle risorse** sociali ed ambientali.

Il PTR vigente nasce con la finalità di offrire una visione d'insieme del futuro della società regionale, verso la quale orientare le scelte di programmazione e pianificazione delle istituzioni, e una cornice di riferimento per l'azione degli attori pubblici e privati dello sviluppo dell'economia e della società regionali.

Per tale ragione, è prevalente la **visione di un PTR non immediatamente normativo**, che favorisce l'innovazione della governance, in un rapporto di collaborazione aperta e condivisa con le istituzioni territoriali.

Il PTR è stato approvato dall'Assemblea legislativa con delibera n. 276 del 3 febbraio 2010 ai sensi della legge regionale n. 20 del 24 marzo 2000.

La **componente strategica del PTR** attiene alla definizione degli obiettivi, indirizzi e politiche che la Regione intende perseguire per garantire la tutela del valore paesaggistico, ambientale, culturale e sociale del suo territorio e per assicurare uno sviluppo economico e sociale sostenibile ed inclusivo, che accresca insieme la competitività e la resilienza del sistema territoriale regionale e salvaguardi la riproducibilità delle risorse.

I contenuti strategici del PTR costituiscono il riferimento necessario per il sistema della pianificazione di area vasta e locale e per i piani settoriali regionali aventi valenza territoriale.

Nella **componente strutturale del PTR** sono individuati e rappresentati i sistemi paesaggistico, fisico-morfologico, ambientale, storico-culturale che connotano il territorio regionale nonché le infrastrutture, i

servizi e gli insediamenti che assumono rilievo strategico per lo sviluppo dell'intera comunità regionale, e sono stabilite prescrizioni ed indirizzi per definire le relative scelte di assetto territoriale.

Il **PTR** assume, per gli aspetti a valenza territoriale, la **Strategia regionale di sviluppo sostenibile**, con la quale detta il quadro di riferimento per la **Valsat** dei piani e programmi territoriali e urbanistici disciplinati dalla Legge regionale urbanistica.

In coerenza con gli obiettivi e le operazioni del Programma di sviluppo rurale (PSR), il PTR detta inoltre la disciplina generale per la qualificazione e lo sviluppo paesaggistico ed ambientale del territorio rurale.

Nelle more dell'elaborazione del nuovo Piano Territoriale Regionale, rimangono in vigore i precedenti strumenti di pianificazione territoriale regionale:

- il **Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)** del 1993, ad oggi in fase di adeguamento al Codice dei beni culturali e del paesaggio, Dlgs n.42/2004
- il **Piano Regionale Integrato dei Trasporti (PRIT 98)** del 1999, ad oggi in fase di aggiornamento
- il **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, approvato dall'Assemblea legislativa con delibera n. 276 del 3 febbraio 2010

5.2 PIANO TERRITORIALE PAESAGGISTICO REGIONALE (PTPR)

La Legge Urbanistica Regionale n. 24 del 2017, all'articolo 64 comma 1 dispone che:

"La componente paesaggistica del PTR, denominata Piano territoriale paesaggistico regionale (PTPR), definisce gli obiettivi e le politiche di tutela e valorizzazione del paesaggio, con riferimento all'intero territorio regionale, quale piano urbanistico territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici.

*Il PTPR, in considerazione delle caratteristiche paesaggistiche, naturali e culturali del territorio regionale, individua i sistemi, le zone e gli elementi territoriali meritevoli di tutela, in quanto costituiscono gli aspetti e i riferimenti strutturanti del territorio, e stabilisce per ciascuno di essi la normativa d'uso per la tutela dei caratteri distintivi. **La disciplina del PTPR è integrata dalle specifiche prescrizioni di tutela degli immobili e delle aree di notevole interesse pubblico"**.*

[Omissis]

Il PTPR, sulla base del riconoscimento e della condivisione dei caratteri connotativi del territorio, nonché delle dinamiche di sviluppo dello stesso, individua gli ambiti paesaggistici costituiti da un insieme eterogeneo di elementi, contesti e parti di territorio regionale unitariamente percepiti che costituiscono quadro di riferimento cogente per assicurare la coerenza delle politiche generali e settoriali, dei programmi di sviluppo, dei progetti e delle azioni per il governo del territorio con le caratteristiche dei diversi paesaggi regionali.

Il PTPR individua per ciascun ambito obiettivi di qualità paesaggistica...

[Omissis]

Il PTPR, sulla base dei valori paesaggistici indicati e dei livelli di tutela definiti dalle norme nazionali e regionali e delle linee guida attuative dell'articolo 12, comma 10, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), individua le aree del territorio regionale non

idonee alla localizzazione di specifiche tipologie di impianti tecnologici di produzione e trasporto di energia e le aree sottoposte a peculiari limitazioni.

[Omissis]".

La Regione non dispone di un PTPR redatto secondo la Legge Regionale 24/2017 ma è attualmente impegnata insieme al MIC nel processo di adeguamento del PTPR vigente al Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004); vige attualmente il PTPR approvato nel 1993, di cui si dirà di seguito.

Con riferimento alla pianificazione paesaggistica, **la Regione Emilia Romagna ha approvato Il PTPR con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 1338 del 28/01/1993 e ss.mm.ii.; il PTPR rappresenta il primo vero piano paesaggistico operante in Italia.**

Il Piano territoriale paesistico regionale (PTPR) è parte tematica del Piano territoriale regionale (PTR) e si pone come riferimento centrale della pianificazione e della programmazione regionale dettando regole e obiettivi per la conservazione dei paesaggi regionali.

L'art. 40-quater della Legge Regionale 20/2000, previgente Disciplina generale sulla tutela e uso del territorio, introdotto con la L. R. n. 23 del 2009, affida al Piano Territoriale Paesistico Regionale il compito di definire gli obiettivi e le politiche di tutela e valorizzazione del paesaggio, con riferimento all'intero territorio regionale, quale piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici.

Il piano paesistico regionale influenza le strategie e le azioni di trasformazione del territorio sia attraverso la definizione di un **quadro normativo di riferimento** per la pianificazione provinciale e comunale, sia mediante singole **azioni di tutela e di valorizzazione** paesaggistico-ambientale.

Gli operatori ai quali il Piano si rivolge sono:

- la Regione, nella sua attività di pianificazione territoriale e di programmazione generale e di settore;
- le Province, che nell'elaborazione dei Piani territoriali di coordinamento provinciale (PTCP), assumono ed approfondiscono i contenuti del PTPR nelle varie realtà locali;
- i Comuni che garantiscono la coesione tra tutela e sviluppo attraverso i loro strumenti di pianificazione generale; gli operatori pubblici e privati le cui azioni incidono sul territorio.

Il Piano persegue i seguenti obiettivi, determinando specifiche condizioni ai processi di trasformazione ed utilizzazione del territorio:

- conservare i connotati riconoscibili della vicenda storica del territorio nei suoi rapporti complessi con le popolazioni insediate e con le attività umane;
- garantire la qualità dell'ambiente, naturale ed antropizzato, e la sua fruizione collettiva;
- assicurare la salvaguardia del territorio e delle sue risorse primarie, fisiche, morfologiche e culturali;
- individuare le azioni necessarie per il mantenimento, il ripristino e l'integrazione dei valori paesistici e ambientali, anche mediante la messa in atto di specifici piani e progetti.

Per l'attuazione delle finalità di cui al precedente articolo 1, il presente Piano detta disposizioni, riferite all'intero territorio regionale, costituenti:

- indirizzi;

- direttive;
- prescrizioni.

Gli indirizzi costituiscono norme di orientamento per l'attività di pianificazione e programmazione della Regione, delle Province, dei Comuni, nonché degli altri soggetti interessati dal presente Piano.

I predetti strumenti di pianificazione e di programmazione, regionali o subregionali e le varianti degli stessi provvedono ad una loro adeguata interpretazione ed applicazione alle specifiche realtà locali interessate, tenendo conto anche delle unità di paesaggio.

Le direttive costituiscono norme operative che debbono essere osservate nell'attività di pianificazione e di programmazione regionale o subregionale, nonché per gli atti amministrativi regolamentari regionali o subregionali.

Le prescrizioni costituiscono norme vincolanti, relative a sistemi, zone ed elementi esattamente individuati e delimitati dalle tavole di cui alle lettere b., d., ed e. del precedente articolo 3, ovvero esattamente individuabili in conseguenza delle loro caratteristiche fisiche distintive, che prevalgono automaticamente nei confronti di qualsiasi strumento di pianificazione, di attuazione della pianificazione e di programmazione regionale o subregionale e sono immediatamente precettive.

I paesaggi regionali sono definiti mediante le Unità di Paesaggio; il PTPR articola il territorio regionale in 23 "unità di paesaggio", parti del territorio individuate sulla base di comuni caratteri fisico-geografici e connotate da specifiche modalità evolutive.

Il progetto, esclusivamente per la parte terrestre relativa alle opere di connessione alla RTN, rientra nelle Unità di paesaggio n. 2 "Costa sud" n. 12 "Collina della Romagna Centro Meridionale".

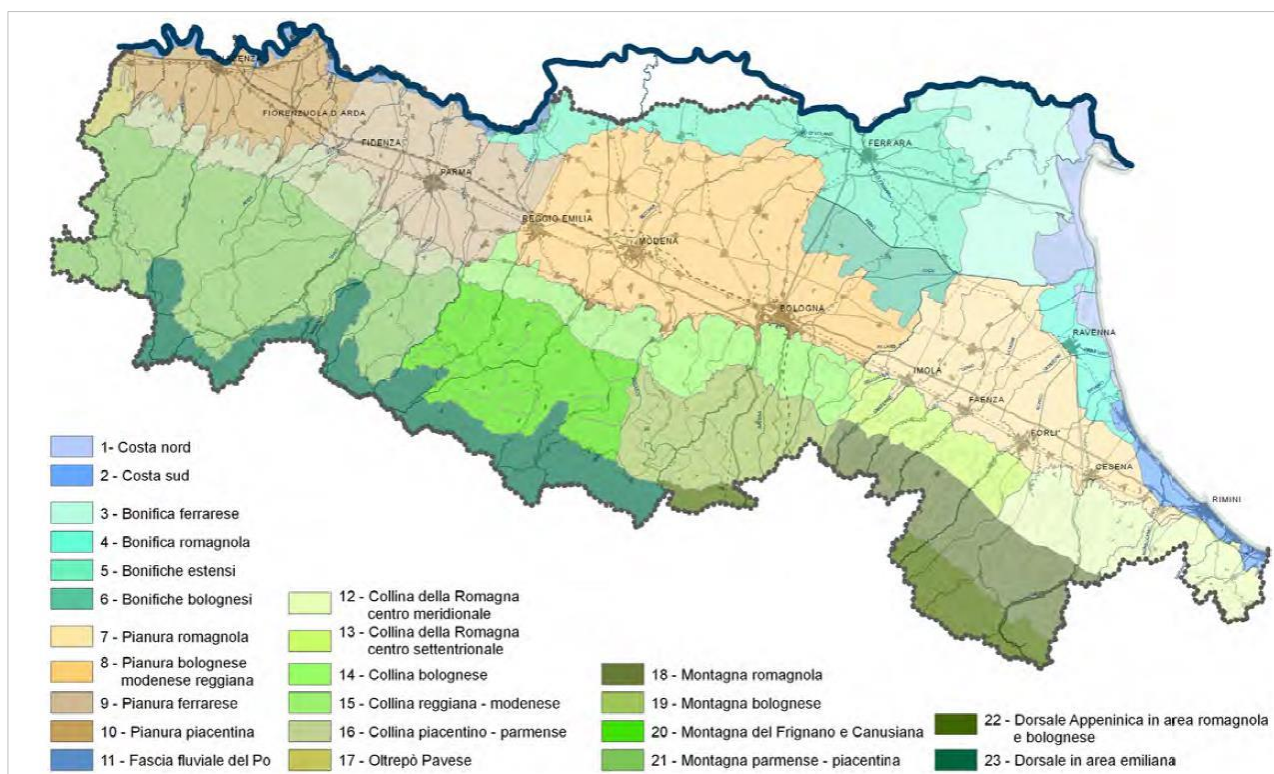


Figura 5.1 –Unità di Paesaggio individuate dal PTPR

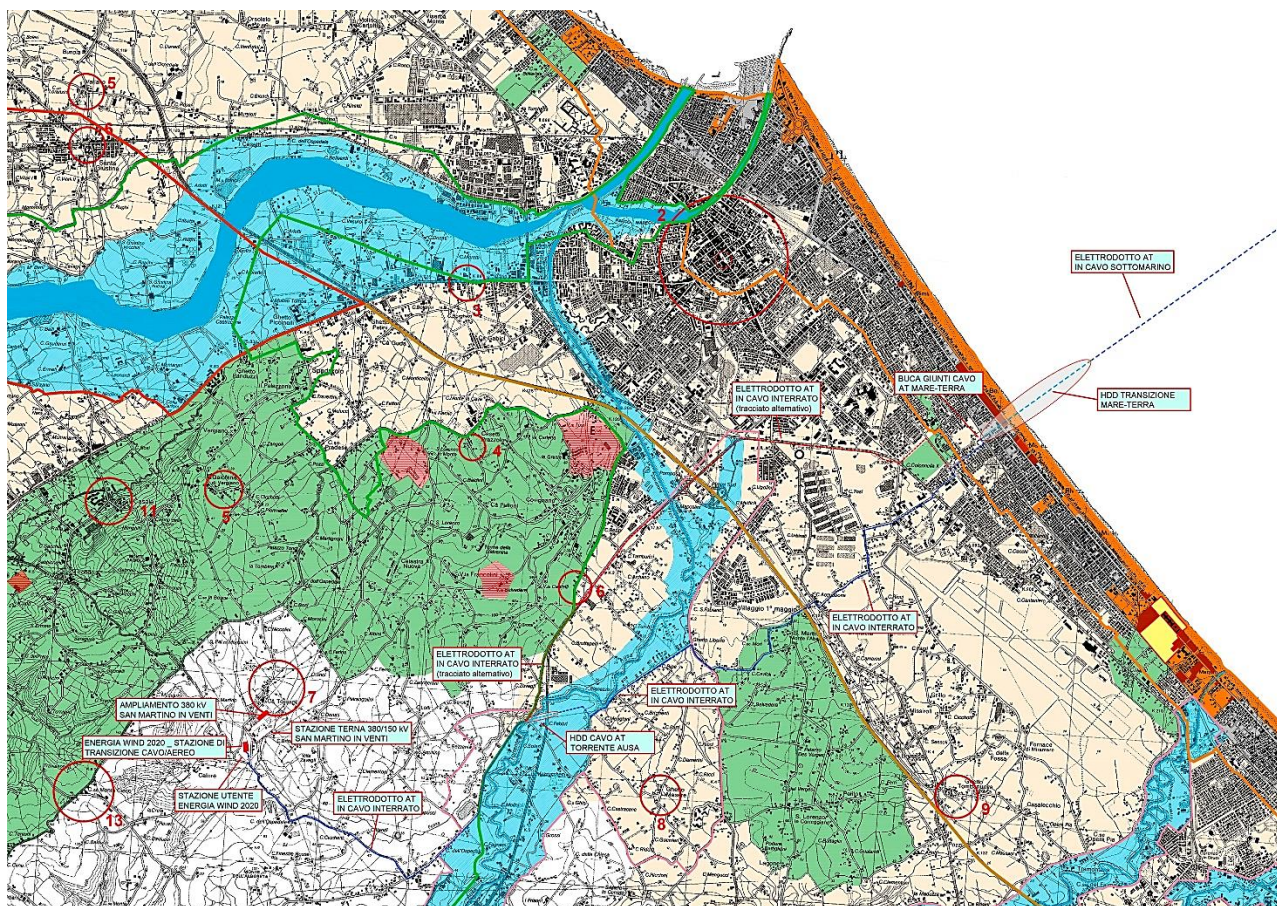


Figura 5.2 – Carta delle Tutele del PTPR (stralcio elaborato di progetto OWFRMN_V2-SC1-15_D-PTPR)

Come si evince dalla figura precedente:

- **In Area Marina** il PTPR non esplica le proprie competenze e pertanto non sono presenti contesti interessati da livelli di tutela paesaggistica o ambientale;
- **A terra**, le uniche opere interferenti si riferiscono alla buca giunti e all'elettrodotto interrato 380 kV di collegamento alla SE TERNA 380/150 kV San Martino in Venti, mentre la Stazione Elettrica di Transizione Cavo_Aereo e la strada di accesso, il breve tratto di linea aerea e lo Stallo 380 kV, compresa l'area di ampliamento della Stazione TERNA esistente San Martino in Venti, non interessano contesti oggetto di tutela; l'elettrodotto in cavo 380 kV (tracciato prioritario), prevalentemente interrato sotto strade esistenti, attraversa o ricade nelle aree e contesti seguenti (elencati in ordine rispetto agli articoli delle NTA del PTPR):
 - a. Sistema collinare, disciplinato dall'art. 9 delle NTA.
 - b. Sistema costiero, in attraversamento per 800 m, di cui 500 m in HDD (Horizontal Directional Drilling a una profondità di circa 35 m dal piano campagna) disciplinato dall'art. 12 delle NTA;
 - c. Zone di riqualificazione della costa e arenile, in HDD (Horizontal Directional Drilling a una profondità di circa 35 m dal piano campagna), disciplinate dall'art. 13 delle NTA;
 - d. Zone Urbanizzate ambito costiero e ambiti di qualificazione immagine turistica, in HDD (Horizontal Directional Drilling a una profondità di circa 35 m dal piano campagna) disciplinate dall'art. 14 delle NTA;

- e. Zone di tutela ambientale di laghi, bacini e corsi d'acqua (Torrente Ausa e bracci affluenti) disciplinate dall'art. 17 delle NTA (il tracciato preferenziale del cavidotto attraversa la zona per circa 800 m di cui 380 in HDD per bypassare il corso d'acqua; il tracciato alternativo attraversa la zona in due tratti di 270 e 340 m;
- f. Invasi e alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua (Torrente Ausa), disciplinati dall'art. 18 delle NTA;
- g. Zone di interesse paesaggistico (attraversamento per circa 1200 m da parte del tracciato preferenziale del cavidotto interrato della località Monte l'Abate), disciplinate dall'art. 19 delle NTA;
- h. Zone di Tutela dei corpi idrici superficiali e sotterranei, disciplinate dall'art. 28 delle NTA;

5.2.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

Per la verifica di compatibilità del progetto, in relazione alla tipologia di opere e alle modalità di realizzazione, in via generale è opportuno richiamare che **l'area ubicazione della centrale eolica non ricade in alcuna area oggetto di tutela paesaggistica né tra gli Immobili o Aree dichiarati di notevole interesse pubblico individuati ai sensi dell'Art. 136 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.**

Nel merito delle specifiche norme del PTPR, si considera quanto segue.

➤ **Secondo l'art. 9 Comma 3, che disciplina il Sistema Collinare:**

*"Nell'ambito dei sistemi di cui al primo comma, fermo sempre restando il rispetto delle specifiche disposizioni dettate dal presente Piano per determinate zone ed elementi ricadenti entro la loro delimitazione, vale la prescrizione per cui **la realizzazione di infrastrutture ed attrezzature comprese fra quelle appresso indicate è subordinata alla loro previsione mediante strumenti di pianificazione nazionali, regionali od infraregionali o, in assenza, alla valutazione di impatto ambientale secondo le procedure eventualmente previste dalle leggi vigenti, fermo restando l'obbligo della sottoposizione alla valutazione di impatto ambientale delle opere per le quali essa sia richiesta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali:***

- *omissis*
- **sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati;**
- *omissis...."*

In relazione all'art. 9, si considera che le opere di connessione alla RTN sono interrate, attraversano il centro urbano di Rimini o comunque zone antropizzate e sono ubicate lungo viabilità esistente; sono altresì considerate di pubblica utilità da norme statali vigenti.

Ad ogni modo le stesse sono sottoposte, in quanto opere connesse alla centrale eolica, alla Valutazione di Impatto Ambientale e pertanto, al netto delle valutazioni di merito, risultano ammissibili ai sensi del PTPR.

➤ **In relazione all'art. 12, che disciplina il Sistema costiero, secondo il comma 2, valgono le medesime prescrizioni dell'art. 9 comma 3 sopra richiamate e pertanto si confermano le relative deduzioni precedentemente esposte; si aggiunge che il sistema costiero è attraversato dal cavo 380 kV**

interamente con la tecnica della HDD senza produrre alcuna modifica né morfologica e né dell'aspetto esteriore dei luoghi.

- **In relazione all'art. 13 che disciplina le Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile**, non vi sono prescrizioni che possano limitare la tipologia di interventi proposti nei tratti di attraversamento; valgono in ogni caso le stesse considerazioni fatte per il sistema costiero.
- **In relazione all'art. 14 che disciplina le Zone Urbanizzate in ambito costiero e gli ambiti di qualificazione immagine turistica** (che coincidono con gli ambiti di cui ai precedenti artt. art. 12 e 13), analogamente non vi sono prescrizioni che possano limitare la tipologia di interventi proposti nei tratti di attraversamento; la tecnica di HDD garantisce circa la compatibilità dell'intervento.
- **In relazione all'art. 17 che disciplina le Zone di tutela ambientale di laghi, bacini e corsi d'acqua**, ai sensi del comma 5,

"... i sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati, rientrano nella categoria di opere ammissibili qualora siano previste in strumenti di pianificazione nazionali, regionali o provinciali.

I progetti di tali opere dovranno verificarne oltre alla fattibilità tecnica ed economica, la compatibilità rispetto alle caratteristiche ambientali e paesaggistiche del territorio interessato direttamente o indirettamente dall'opera stessa, con riferimento ad un tratto significativo del corso d'acqua e ad un adeguato intorno, anche in rapporto alle possibili alternative.

Detti progetti dovranno essere sottoposti alla valutazione di impatto ambientale, qualora prescritta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali".

A riguardo, valgono le medesime considerazioni fatte a commento degli artt. precedenti, ricordando che le uniche interferenze sono relative all'attraversamento del cavo 380 kV interrato lungo viabilità esistente.

- **In relazione all'art. 18 che disciplina gli Invasi e alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua**, ai sensi del comma 2:

"... Sono ammesse esclusivamente, nel rispetto di ogni altra disposizione di legge o regolamento in materia, e comunque previo parere favorevole dell'ente od ufficio preposto alla tutela idraulica:

la realizzazione delle opere connesse alle infrastrutture ed attrezzature di cui ai commi quinto, sesto e settimo nonché alle lettere c., e. ed f. dell'ottavo comma, del precedente articolo 17, fermo restando che per le infrastrutture lineari e gli impianti, non completamente interrati, può prevedersi esclusivamente l'attraversamento in trasversale.

In relazione a tali prescrizioni, in funzione del parere dell'Autorità di Bacino competente si considera che le opere sono completamente interrate lungo viabilità esistente e in ogni caso nei tratti in attraversamento del Torrente Ausa, per bypassare l'alveo si procederà con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC); per altre aste del reticolo idrografico minore, qualora gli enti proprietari della strada non dovessero consentire staffaggi della condotta elettrica sui ponti esistenti si procederà analogamente con la TOC; lo studio di compatibilità idraulica conferma la compatibilità dell'opera, rispetto al regime idraulico del corso d'acqua, che viene bypassato a circa 2 metri sotto l'alveo (§ OWFRMN_V2-SC2-07_R-IDROLOGICA).

- **in relazione all'art. 19 che disciplina le Zone di interesse paesaggistico**, secondo il comma 3 le opere infrastrutturali risultano ammissibili alle condizioni già richiamate per l'art. 9 precedentemente affrontato; l'attraversamento in interrato lungo viabilità esistente garantisce circa il mantenimento delle attuali condizioni morfologiche e dell'aspetto esteriore dei luoghi.
- **In relazione all'art. 28 che disciplina le Zone di Tutela dei corpi idrici superficiali e sotterranei**, non vi sono prescrizioni che possano limitare la tipologia di interventi proposti nei tratti di attraversamento.

Per quanto accertato, si sottolinea che le modalità di attraversamento delle aree tutelate dal PTPR (Zone di interesse paesaggistico (fascia costiera e reticolo idrografico) da parte delle condotte elettriche interrate sotto strada esistente, garantiscono una sostanziale compatibilità dell'intervento, fatte salve specifiche valutazioni o prescrizioni che potrebbero pervenire nell'ambito del procedimento di VIA da parte di enti competenti.

5.3 PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO PROVINCIALE (PTCP)

La Legge regionale 21 dicembre 2017 n.24, come premesso nell'introduzione del Capitolo 5, stabilisce che le previsioni dei PTCP approvati ai sensi della legge regionale n. 20 del 2000 conservano efficacia fino all'entrata in vigore del PTM e dei PTAV, limitatamente ai contenuti attribuiti dalla presente legge e dalla legislazione vigente ai piani territoriali generali, metropolitani e di area vasta.

In assenza del Piano Territoriale di Area Vasta (PTAV) previsto dalla Legge Regionale (Art. 42), vige il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Rimini, redatto secondo le disposizioni della L.R. 20/2000 e ss. mm. e ii..

Il PTCP, dando piena attuazione alle previsioni e alle normative del Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR), ha efficacia di piano territoriale con finalità di salvaguardia dei valori paesistici, ambientali e culturali del territorio, anche ai fini dell'art. 143 del D.Lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 e costituisce, in materia di pianificazione paesaggistica il principale riferimento di coordinamento per gli strumenti di pianificazione comunali e per l'attività amministrativa attuativa.

il PTCP della Provincia di Rimini è stato approvato il 23 ottobre 2008; successivamente la Provincia di Rimini ha approvato, con la delibera di Consiglio Provinciale n. 12 del 23 aprile 2013, la variante al Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale comprensiva dell'estensione del PTCP 2007 al territorio dell'Alta Valmarecchia, del recepimento delle disposizioni vigenti in tema di tutela delle acque e della carta forestale aggiornata per tutto il territorio provinciale.

La variante ha comportato, per il territorio dell'Alta Valmarecchia, variante cartografica al Piano Territoriale Paesistico Regionale approvata dalla Assemblea Legislativa della Regione Emilia Romagna con la delibera di intesa n. 107/2013.

Con l'approvazione della variante la Provincia di Rimini dispone oggi di un piano unitario, omogeneo e coordinato con la pianificazione sovraordinata per tutto il territorio provinciale e ha definito il necessario quadro di riferimento, condiviso con la Regione Emilia Romagna, per l'adeguamento degli strumenti urbanistici dell'Alta Valmarecchia ai disposti della legge urbanistica regionale 20/2000, in attuazione dell'Accordo territoriale sottoscritto il 29 dicembre 2010.

La variante entra in vigore dalla pubblicazione dell'avviso di avvenuta approvazione sul Bollettino Ufficiale della Regione Emilia Romagna dello 8 maggio 2013.

➤ **Obiettivi, Indirizzi, Direttive e Prescrizioni del PTCP**

In definitiva il PTCP, in relazione alle tutele ambientali e paesaggistiche, ripropone anche nella nomenclatura le stesse aree e zone di attenzione identificate nel PTPR, e nelle Norme di Attuazione riporta sostanzialmente i medesimi contenuti delle Norme del PTPR.

Di seguito, si riportano le principali interazioni delle opere rispetto agli ambiti individuati dal PTCP.

In relazione al progetto, si specifica quanto segue:

- **In Area Marina** il PTCP non esplica le proprie competenze e pertanto non sono presenti contesti interessati da livelli di tutela paesaggistica o ambientale;
- **A terra**, le uniche opere interferenti si riferiscono all'elettrodotto interrato di collegamento alla SE TERNA 380/150 kV San Martino in Venti mentre la stazione utente di Transizione Cavo_Aereo nonché l'area di ampliamento della Stazione TERNA esistente in cui ricade lo Stallo 380 kV, non interessano contesti oggetto di tutela; l'elettrodotto, prevalentemente interrato sotto strade esistenti, attraversa o ricade nelle aree e contesti seguenti (elencati rispetto agli articoli delle NdA del PTCP):

Per quanto riguarda il patrimonio paesaggistico, le interazioni delle opere sono le seguenti:

- l'elettrodotto in cavo 380 kV marino attraversa con Perforazione Teleguidata HDD (Horizontal Directional Drilling), profonda circa 35 m dal livello del suolo:
 - a. Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile (art. 5.6 del Titolo V delle NdA);
 - b. Colonie Marine (art. 5.10 del Titolo V delle NdA) al cui limite interno ricadono e la vasche di giunzione dei cavi;
 - c. Zone urbanizzate in ambito costiero e ambiti di qualificazione immagine turistica (art. 5.7 del Titolo V delle NdA);
 - d. la buca giunti di congiunzione del cavo marino con quello terrestre ricade all'esterno di aree individuate e normate dal PTCP**
- **L'elettrodotto 380 kV terrestre (tracciato preferenziale)**, interrato prevalentemente lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, a partire dalla vasca giunti attraversa:
 - a. Zone di particolare interesse paesaggistico ambientale per circa 750 m (art. 5.9 del Titolo V delle NdA);
 - b. In sequenza, aree interessate dal Sistema Costiero, dall'Unità di Paesaggio della Pianura e dal Sistema collinare e dei crinali (rispettivamente artt. 1.3, 1.4. 1.2 del Titolo I della NdA);
 - c. Il corso del Torrente Ausa e relativa Zona di Tutela dei caratteri ambientali di corsi d'acqua (rispettivamente artt. 2.2 e 5.4 delle NdA) per circa 3250 m; il Torrente Ausa è attraversato con Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) lunga circa 380 m;
 - d. Aste del reticolo idrografico minore (art. 2.2 del Titolo II delle NdA);
 - e. Strade storiche extraurbane (art. 5.9 del Titolo V delle NdA);

➤ **Il tracciato alternativo, attraversa:**

- a. aree interessate dal Sistema Costiero, dall'Unità di Paesaggio della Pianura (artt. 1.3, 1.4. del Titolo I della NdA);
- b. Il corso di un fosse tributario del Torrente Ausa e relativa Zona di Tutela dei caratteri ambientali di corsi d'acqua (rispettivamente artt. 2.2 e 5.4 delle NdA) per circa 200 m;
- c. La Zona di Tutela dei caratteri ambientali di corsi d'acqua, in prossimità del Torrente Ausa, (5.4 delle NdA) per circa 150 m;
- d. Aste del reticolo idrografico minore (art. 2.2 del Titolo II delle NdA);
- e. Strade storiche extraurbane (art. 5.9 del Titolo V delle NdA);

Per quanto riguarda la valorizzazione delle aree di interesse paesaggistico e storico culturale, le interazioni delle opere sono le seguenti:

- **L'elettrodotto in cavo 380 kV marino** attraversa con Perforazione Teleguidata HDD (Horizontal Directional Drilling), profonda circa 35 m dal livello del suolo:
 - a. L'Unità di Paesaggio dell'Arenile 1.a sub e Aree Fragili dei Fiumi e dell'Arenile per progressiva perdita dei caratteri del paesaggio (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA); al limite esterno delle stesse aree ricade la buca di giunzione dei cavi 380 kV marino e terrestre;
- **L'elettrodotto 380 kV terrestre (tracciato preferenziale)**, interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, a partire dalla buca giunti attraversa:
 - a. L'Unità di paesaggio della piana alluvionale costiera intermedia e dei colli 2.g sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
 - b. L'Unità di paesaggio della bassa collina di Ausa, Marano e Melo 3.b sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
 - c. Aree Fragili dei Fiumi e dell'Arenile per progressiva perdita dei caratteri del paesaggio (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA) (in corrispondenza del Torrente Ausa, che viene attraversato in TOC);
- **L'elettrodotto 380 kV terrestre (tracciato alternativo)**, interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, attraversa:
 - d. L'Unità di paesaggio della piana alluvionale costiera intermedia e dei colli 2.g sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
 - e. L'Unità di paesaggio della bassa collina di Ausa, Marano e Melo 3.b sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
- **La stazione Utente di Transizione Cavo_aereo**, la strada di accesso, le opere di collegamento allo stallo 380 kV della Stazione TERNA 380/150 kV, ricadono nell'Unità di paesaggio della bassa collina di Ausa, Marano e Melo 3.b sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA).

Per quanto riguarda gli aspetti della vulnerabilità e della sicurezza, le interazioni delle opere sono le seguenti:

- **L'elettrodotto AT terrestre, interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, a partire dalla buca giunti attraversa:**

- a. Alvei di laghi, bacini e Corsi d'acqua _ reticolo idrografico principale e secondario (art. 2.2 delle NdA);
 - b. Aree esondabili (art. 2.3 delle NdA); l'attraversamento del Torrente Ausa e delle aree esondabili avviene, come detto, con TOC;
 - c. Depositi di versante da verificare (art. 4.1 comma 10 delle NdA) per un brevissimo tratto di 150 m e lungo viabilità esistente.
- **L'elettrodotto AT terrestre (tracciato alternativo), interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, attraversa:**
- a. Alvei di laghi, bacini e Corsi d'acqua _ reticolo idrografico principale e secondario (art. 2.2 delle NdA);

5.3.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

In relazione alle interferenze individuate e agli articoli delle NdA che ne specificano le modalità di tutela e valorizzazione, il PTCP indica specifici **Obiettivi in relazione agli Ambiti elencati nel Titolo I e dispone Indirizzi, Direttive e Prescrizioni per gli altri ambiti.**

Le opere interferenti interessano elementi o aree indicati ai Titoli I, II e V e di seguito si riportano le Norme di riferimento e attinenti alle tipologia degli interventi in progetto.

In merito al Titolo I, Valorizzazione delle Risorse Naturali e Paesaggistiche gli attraversamenti delle opere Unità di Paesaggio sopra indicate, non precludono in alcun modo gli Obiettivi e Strumenti di valorizzazione e tutela precisati agli artt. 1.1, 1.2, 1.3, 1.4.

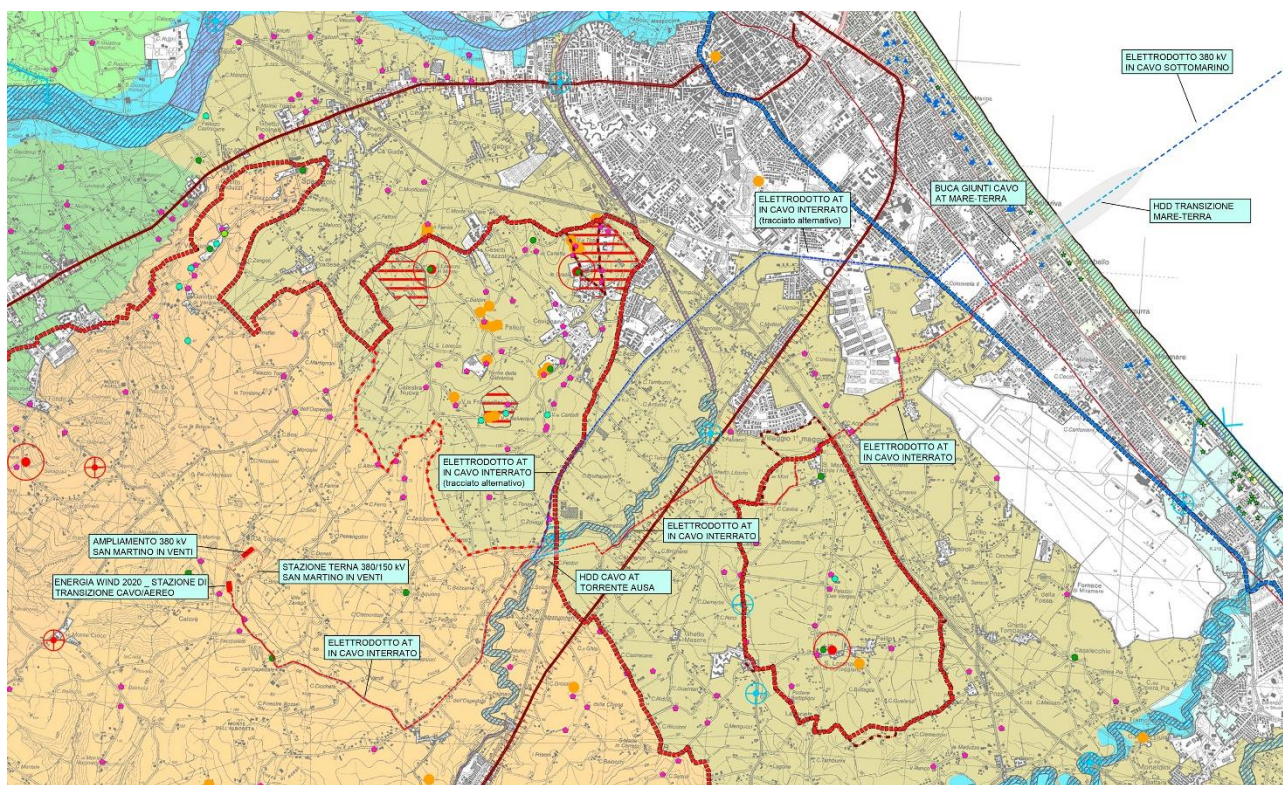


Figura 5.3 – PTCP : valorizzazione paesaggistica e storico culturale (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-2_D-PTCP)

Per quanto riguarda specifiche prescrizioni, le opere interferenti rientrano tra i **"Sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati"**, per le quali il PTCP, adeguandosi in toto al PTPR, prescrive che:

"[Omissis]

...

la realizzazione di infrastrutture ed attrezzature è subordinata alla loro previsione mediante strumenti di pianificazione nazionali, regionali od infra-regionali o, in assenza, alla Valutazione di Impatto Ambientale secondo le procedure eventualmente previste dalle leggi vigenti, nonché la sottoposizione a valutazione di impatto ambientale delle opere per le quali essa sia richiesta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali..."

Le opere di connessione alla RTN sono interrate, attraversano il centro urbano di Rimini o comunque zone antropizzate e sono ubicate lungo viabilità esistente; sono altresì considerate di pubblica utilità da norme statali vigenti.

Ad ogni modo le stesse sono sottoposte, in quanto opere connesse alla centrale eolica, alla Valutazione di Impatto Ambientale e pertanto, al netto delle valutazioni di merito, **risultano ammissibili dal PTCP**.

In merito al Titolo 2 - Salvaguardia degli Ambiti a Pericolosità Idraulica, le opere interferenti con il reticolo idrografico principale e secondario non precludono in alcun modo le disposizioni generali di cui all'art. 2.1.

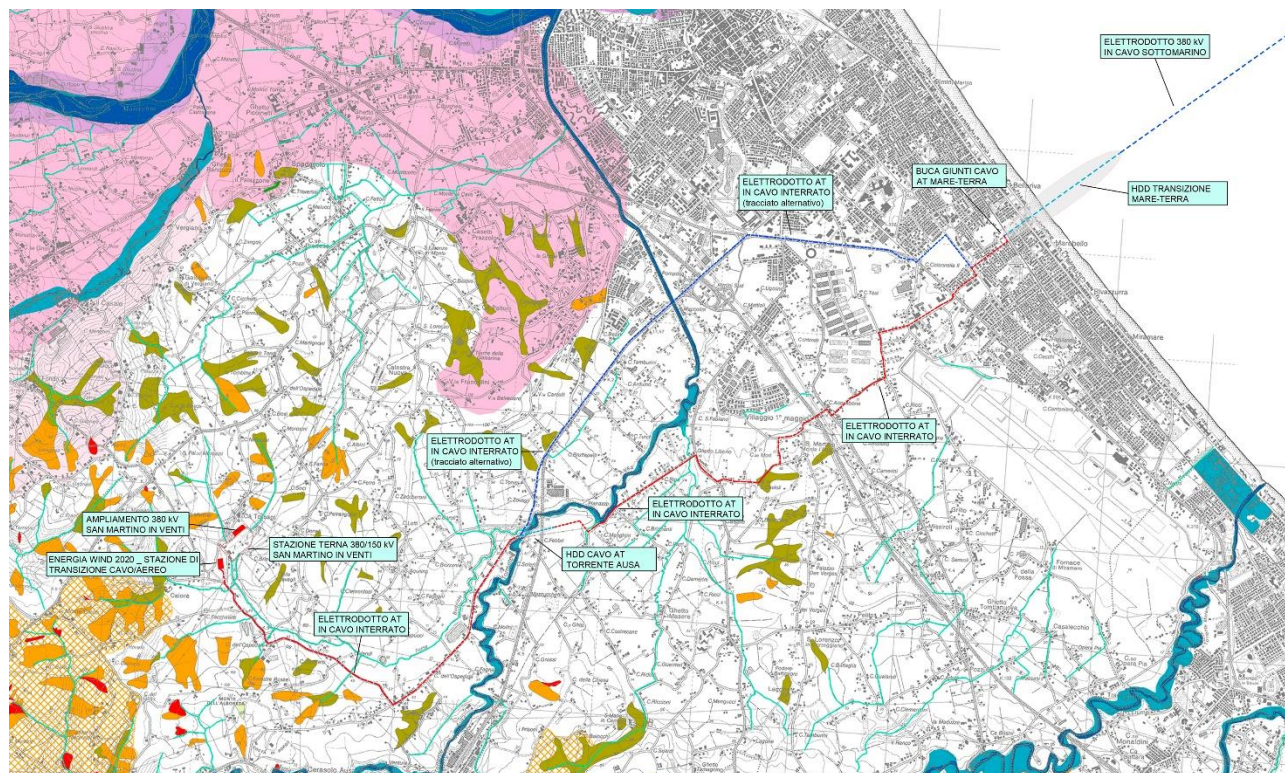


Figura 5.4 – PTCP : rischi ambientali (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-3_D-PTCP)

Gli interventi sono disciplinati in termini prescrittivi dall'art. 2.2 secondo cui in merito alle opere non ammissibili :

"

Sono fatti salvi, previo parere vincolante dell'ente preposto al rilascio del nulla osta idraulico, i seguenti interventi, opere e attività qualora previsti dagli strumenti urbanistici generali:

- **interventi relativi alle infrastrutture tecnologiche a rete e viarie esistenti o a nuove infrastrutture in attraversamento che non determinino rischio idraulico e con tracciato il più possibile ortogonale all'alveo...**"

Le opere interferenti, come detto saranno realizzate in interrato lungo strade esistenti; per quanto riguarda l'attraversamento della Fascia di Arenile e del Torrente Ausa, avverrà rispettivamente con Perforazione Teleguidata (HDD) e con TOC.

Per quanto riguarda il reticolo idrografico secondario, **laddove in corrispondenza degli attraversamenti gli enti proprietari delle strade non dovessero acconsentire allo staffaggio della condotta elettrica ai ponti esistenti, sarà utilizzata la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per bypassare l'alveo del corso d'acqua secondario e eventualmente l'intera fascia di rispetto.**

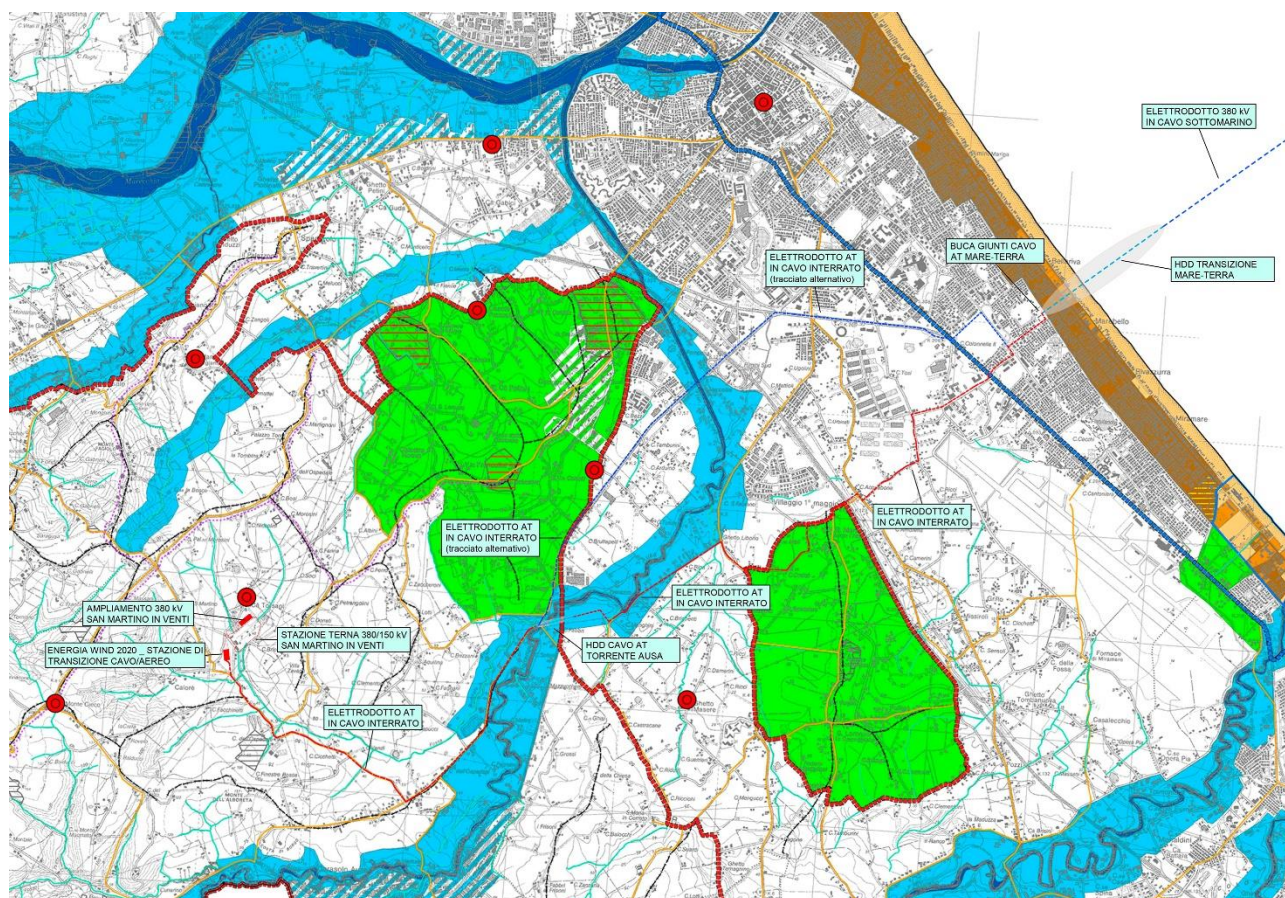


Figura 5.5 – PTCP : tutela del patrimonio paesaggistico (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-1_D-PTCP)

In merito al Titolo 5 - Sistemi, zone ed elementi strutturanti la forma del territorio ed elementi di specifico interesse storico o naturalistico, le opere interferenti sono disciplinate dagli Artt. 5.4, 5.6, 5.7 e 5.9 delle Nda.

Secondo l'art. 5.4 "Zone di tutela dei caratteri ambientali di laghi, bacini, e corsi d'acqua", valgono in maniera meno cogente le indicazioni degli Artt. citati del Titolo I e riportate precedentemente.

Per quanto riguarda le opere afferenti a **"Sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati"**, le stesse:

"[Omissis]

sono ammesse nelle aree di cui al presente articolo qualora siano previste in strumenti di pianificazione nazionali, regionali o provinciali. In assenza di tali previsioni, i progetti di tali opere dovranno verificarne oltre alla fattibilità tecnica ed economica, la compatibilità rispetto alle caratteristiche ambientali e paesaggistiche del territorio interessato direttamente o indirettamente dall'opera stessa, con riferimento ad un tratto significativo del corso d'acqua e ad un adeguato intorno, anche in rapporto alle possibili alternative. Detti progetti dovranno essere sottoposti alla valutazione di impatto ambientale, qualora prescritta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali."

In relazione all'art. 5.4, valgono le stesse considerazioni fatte in precedenza per la verifica di compatibilità delle opere con il Titolo I e con il Titolo 2 delle NdA del PTCP.

Per quanto riguarda l'art. 5.6 "Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile" **non vi sono prescrizioni specifiche per le opere in progetto, comunque non ricomprese tra quelle ritenute non ammissibili.**

Per quanto riguarda l'art. 5.7 "Zone urbanizzate in ambito costiero e ambiti di qualificazione dell'immagine turistica" **non vi sono prescrizioni specifiche per le opere in progetto.**

Per quanto riguarda l'art. 5.9 "Elementi di interesse storico-testimoniale" **non vi sono prescrizioni specifiche per le opere in progetto e il PTCP rimanda agli strumenti urbanistici comunali di indicare le**

"specifiche prescrizioni di tutela della viabilità storica individuata dal presente Piano e gli ulteriori tratti di viabilità storica di rilevanza locale individuata nella redazione degli strumenti urbanistici".

Per quanto accertato dalla disamina degli articoli delle NdA, il progetto per la parte a mare e per quella a terra è da ritenersi compatibile con gli Obiettivi, Indirizzi, Direttive e Prescrizioni del PTCP.

5.4 PIANIFICAZIONE URBANISTICA DEL COMUNE DI RIMINI

Rimini è l'unico comune costiero interessato dalle opere terrestri della Centrale eolica offshore e di seguito si sintetizzano le previsioni urbanistiche che regolano le trasformazioni del territorio, verificando la compatibilità dell'intervento proposto.

Per quanto riguarda la disciplina urbanistica, attraverso il previgente Piano Regolatore Generale (PRG) approvato con delibera di G.P. n.351 del 03/08/99 e n. 379 del 12/08/99 e successive varianti parziali, Rimini ha governato la disciplina d'uso e le trasformazioni territorio, secondo le norme della prima legge regionale in materia di tutela e uso del territorio n. 47 del 1978 e successive modifiche ed integrazioni.

A seguito della LR n. 20 del 2000, che ha innovato nei contenuti e nelle forme l'uso del territorio, suddividendo i piani regolatori comunali in tre strumenti di pianificazione generale, il Comune di Rimini ha approvato il Piano Strutturale Comunale (PSC) con delibera di Consiglio Comunale n. 15 del 15/03/2016, in vigore dal 6/4/2016, e il Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE), approvato con delibera di Consiglio Comunale n. 16 del 15/03/2016 e in vigore dal 6/4/2016.

A questi strumenti sono state apportate alcune modifiche in variante.

Il PSC e il RUE sono solo due dei tre strumenti previsti dalla legge urbanistica regionale L.R.20/2000 che si sarebbe dovuta completare con il Piano Operativo Comunale (POC).

In data 1 gennaio 2018 è entrata in vigore la nuova Legge Urbanistica Regionale n. 24 del 21 dicembre 2017 "Disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio", che non consente la formazione di nuovi POC e obbliga i Comuni ad avviare entro il 01/01/2021 il processo di formazione del Piano Urbanistico Generale (PUG), strumento innovativo che sostituirà gli strumenti urbanistici previsti dalla LR 20/2000 (PSC-RUE-POC).

La legge prevede la possibilità di attuare e concludere i procedimenti in corso descritti all'art.4 comma 4 (varianti in corso, Piani Attuativi, Programmi di Riqualificazione Urbana, atti negoziali e procedimenti speciali, accordi di programma etc).

L'avvio della procedura prevista dall'art. 4 finalizzata all'attuazione delle aree private previste dal PSC determina la conclusione della fase transitoria stabilita dalla LR 20/2000 per il completamento della strumentazione urbanistica comunale (PSC, RUE e POC) e regolata dall'art. 1.13 di PSC.

Il Piano Urbanistico Generale (PUG) con la nuova disciplina regionale diventa lo strumento principe della pianificazione a scala comunale

Il PUG è lo strumento di pianificazione che il Comune predispone, con riferimento a tutto il proprio territorio, per delineare le invarianze strutturali e le scelte strategiche di assetto e sviluppo urbano di propria competenza, orientate prioritariamente alla rigenerazione del territorio urbanizzato, alla riduzione del consumo di suolo e alla sostenibilità ambientale e territoriale degli usi e delle trasformazioni, secondo quanto stabilito dal Titolo II della Legge 24/2017.

Ai sensi della Legge Regionale 24/2017, i Comuni che prima dell'entrata in vigore della stessa abbiano adottato il Piano Strutturale Comunale (PSC) e il Regolamento Urbanistico ed Edilizio (RUE) possono unificare e conformare le previsioni dei piani ai contenuti del PUG stabiliti dal titolo III, capo I, della presente legge, senza che ciò richieda la ripubblicazione del piano, concludendo il procedimento di approvazione del nuovo strumento secondo le disposizioni procedurali stabilite dalla legislazione previgente per il PSC.

Rimini ricade in questo specifico caso e ha già avviato una serie di azioni tese a portare a termine alcune previsioni stabilite nei Piani attuativi e ad alcune varianti tematiche in attesa di avviare la fase di perfezionamento/formazione del PUG.

Ad oggi tuttavia, in attesa del PUG previsto dalla Legge Regionale 24/2017, permangono vigenti sia il Piano Strutturale Comunale (PSC) che il Regolamento Urbanistico ed Edilizio (RUE).

Il RUE, rappresenta lo strumento di pianificazione urbanistica che disciplina le attività di costruzione, di trasformazione fisica e funzionale e di conservazione delle opere edilizie, nonché la disciplina degli elementi architettonici e urbanistici, degli spazi verdi e degli altri elementi che caratterizzano l'ambiente urbano.

Il RUE, in conformità alle previsioni del PSC, stabilisce la disciplina generale relativa alle trasformazioni negli ambiti consolidati e nel territorio rurale, gli interventi diffusi sul patrimonio edilizio esistente, le modalità di intervento su edifici e impianti per l'efficienza energetica, nonché gli interventi negli ambiti specializzati per attività produttive.

Il RUE è stato adottato con delibera di Consiglio Comunale n. 66 del 29/03/2011, approvato con delibera di Consiglio Comunale n. 16 del 15/03/2016 e in vigore dal 6/4/2016.

5.4.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

Si premette che la parte di intervento che interessa il territorio comunale di Rimini, rientra nella categoria degli impianti tecnologici e segnatamente delle opere a rete.

La maggior parte delle opere si riferiscono all'elettrodotto in cavo 380 kV interrato prevalentemente sotto strada esistente; ulteriore opera a rete è il breve tratto di linea aerea che collega la Stazione di Transizione Cavo-Aereo allo stallo 380 kV di connessione alla RTN.

L'unica opera fuori terra è rappresentata proprio dalla stazione elettrica e dai 3 sostegni della linea aerea.

Tuttavia le suddette opere sono limitrofe alla Stazione Elettrica TERNA San Martino in Venti, e ricadono in un contesto già interessato da opere elettriche, identificate dal RUE come Impianti Produttivi isolati in territorio rurale (disciplinati dall'Art. 77 delle Norme).

L'area è fortemente caratterizzata proprio dalla presenza della Stazione TERNA, da tutte le linee entranti e relativi sostegni e dalle apparecchiature ed edifici di servizio.



Figura 5.6 – Viste della Stazione TERNA San Martino in Venti e delle aree limitrofe in parte interessate dalle opere.

La Stazione elettrica di Transizione Cavo_Aereo e la strada di accesso, la linea aerea e l'ampliamento della Stazione TERNA con lo Stallo 380 kV ricadono in Ambito di rilievo paesaggistico ARP disciplinato dall'art. 76 del RUE.

Per quanto riguarda gli impianti tecnologici, sono normati dall'art. 42 del RUE, che di seguito si riporta.

“ Art. 42 - Impianti tecnologici

1. Gli impianti a rete e le relative opere accessorie, possono essere realizzati in ogni parte del territorio comunale a prescindere dalla disciplina edilizia e urbanistica dell'ambito, avendo cura al loro migliore inserimento funzionale e ambientale, fatte salve eventuali prescrizioni contenute nella Tavola dei Vincoli e nelle Schede allegatae, il rispetto dell'art. 9 del DM n. 1444/68 e del Codice Civile.

2. *Analogamente a tali criteri sono ammessi in tutto il territorio impianti di energia da fonti rinnovabili secondo le prescrizioni del D.Lgs. n. 28 del 03/03/2011 e s.m.i., nei limiti prescritti dalla DAL-RER n. 28 del 06/12/2010.*

3. *Nelle fasce di rispetto degli impianti e delle infrastrutture tecnologiche e per la mobilità, gli interventi edilizi ammissibili sono quelli disciplinati nelle norme d'ambito, in conformità a specifiche normative e, qualora previsti, a pareri e/o nulla osta dell'Ente proprietario/gestore".*

In relazione all'Art. 42 si fa presente che le opere non ricadono in aree oggetto di tutela o di vincolo.

Le superfici occupate dall'area Stazione e dallo Stallo sono limitate (rispettivamente 5600 mq e 5.300 mq), così come quelle degli edifici di servizio che occupano una superficie coperta pari a 93 mq con un'altezza di 3,4 m.

Per assicurare un corretto inserimento funzionale, paesaggistico e ambientale, come richiesto dall'art. 42 del RUE, la Stazione è realizzata in scavo-rinterro e il terreno vegetale e gli esuberi di materiale scavato, opportunamente vagliati e caratterizzati secondo quanto riferito nella relazione di terre e rocce da scavo, saranno parzialmente ricollocati nelle aree esterne al piazzale, per creare delle quinte morfologiche piantumate con una combinazione di arbusti e alberi di alto fusto, che assolveranno anche alla funzione di schermare visivamente le opere elettromeccaniche della stazione.

Le aree di sistemazione esterna e rinverdimento limitrofe alla Stazione e all'area dello stallo 380 kV hanno una superficie complessiva pari a 18.000 mq a fronte di circa 11.000 mq occupati dai piazzale, che in ogni caso saranno trattati con materiali permeabili.

Per la raccolta delle acque meteoriche del piazzale sarà realizzato un sistema di caditoie che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (disoleatore, vasche di trattamento acque prima pioggia) disposte a nord del piazzale e collegate ai recapiti naturali mediante tubazioni o disperse mediante sub-irrigazione, in base alle disposizioni degli enti competenti.

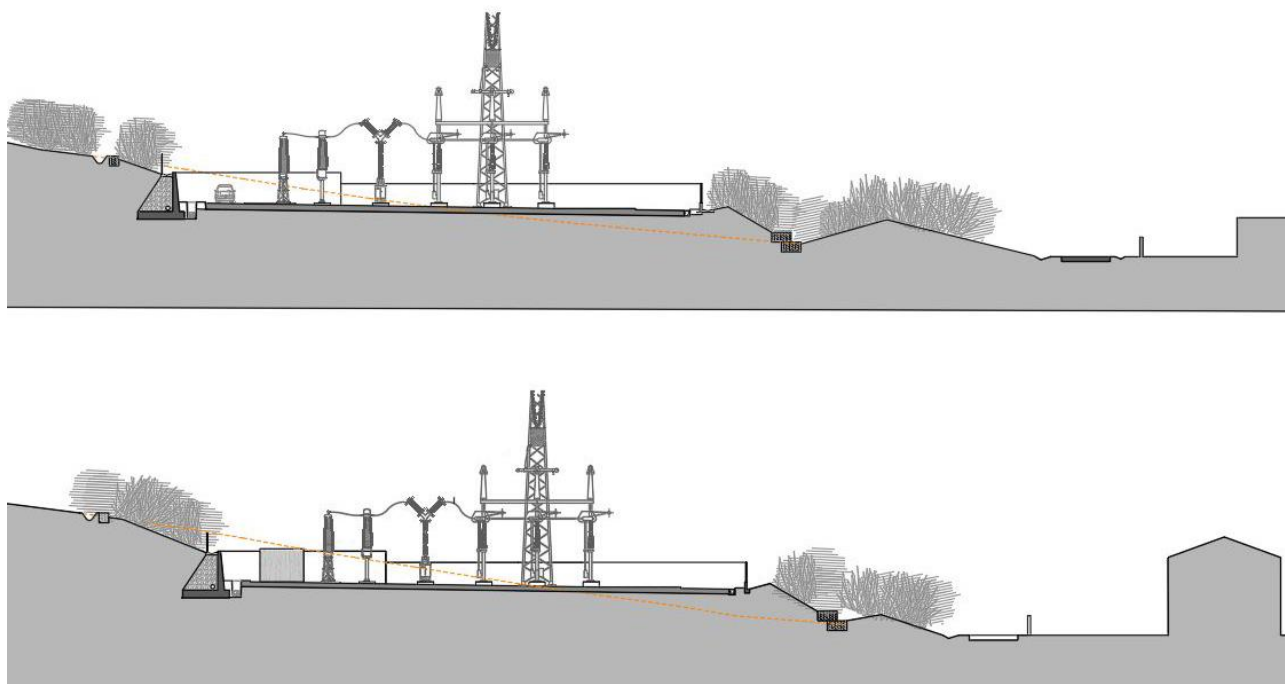


Figura 5.7 – Sezioni della Stazione di Transizione, con indicazione delle quinte morfologiche alberate e di schermo.

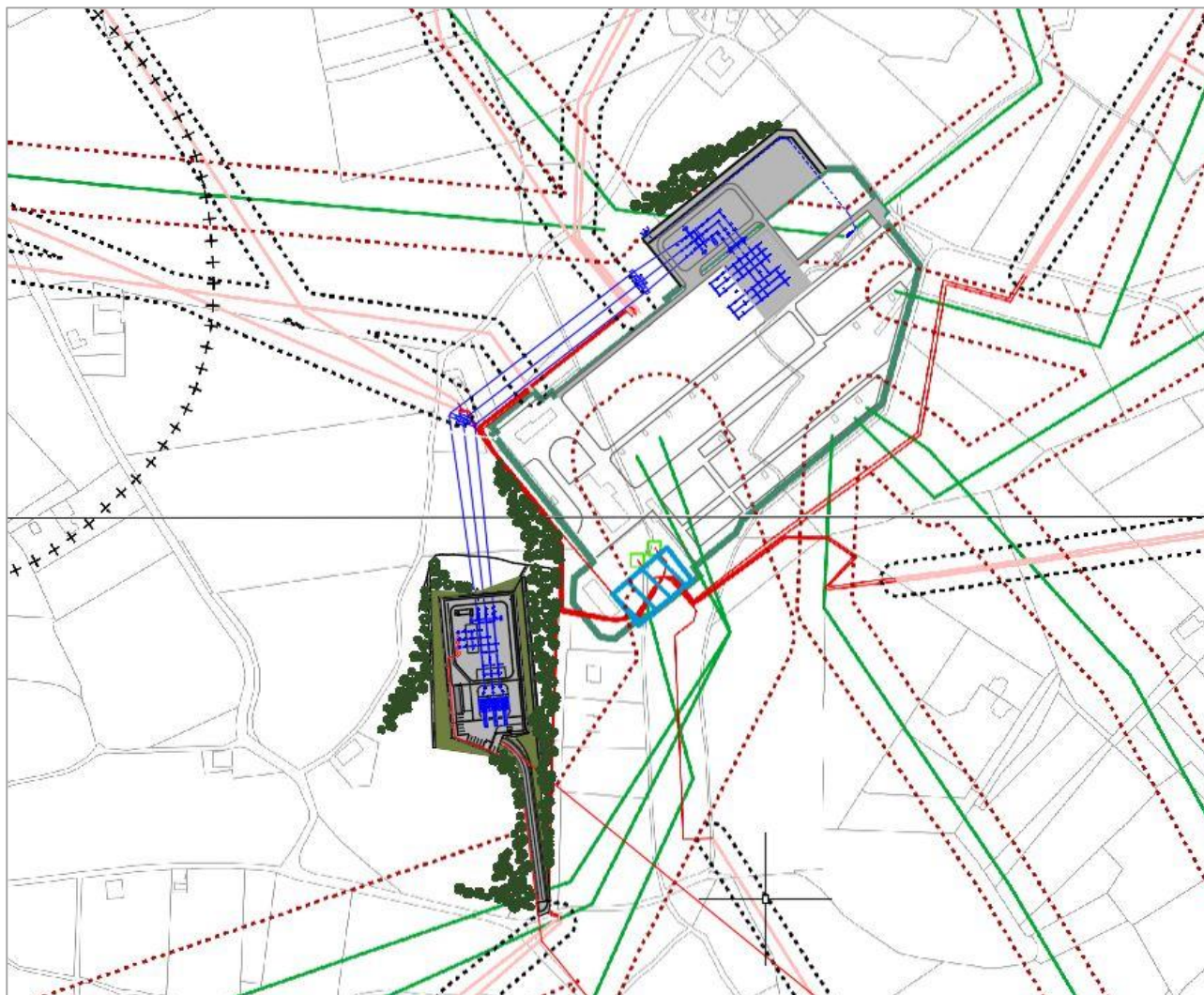


Figura 5.8 – Stralcio tavola del PSC VIN 4.2.10 _ Vincoli infrastrutturali, attrezzature, impianti tecnologici, servizi militari e civili, con indicazione delle opere in progetto e i rinverdimenti di bordo (in blu, la linea aerea e lo stallo).

Dalla figura precedente si evince il fitto reticolo di linee entranti nella Stazione TERNA, infrastruttura di primaria importanza che per dimensioni e tipologia dei componenti ed edifici rappresenta l'elemento caratterizzante il contesto in cui ricade il progetto.

Si evidenziano anche le alberature di bordo che di fatto schermano visivamente le opere della Stazione di Transizione, mentre l'area Stallo 380 kV, essendo di fatto inglobata nella Stazione TERNA, non introduce elementi dissonanti con l'area in cui ricade.

La linea area ha un tracciato molto breve, circa 350 m e i sostegni risulteranno visibili senza possibilità di mitigazione; tuttavia per la realizzazione dello Stallo 380 kV viene interrato un tratto di linea area esistente; a parte questa "compensazione", laddove TERNA dovesse modificare lo schema di connessione, previsto in antenna, la linea aerea e relativi sostegni potranno essere eliminati e sostituiti con un tratto di linea in cavo.

Per tutti gli approfondimenti sul progetto della Stazione di Transizione Cavo_Aereo e per lo Stallo 380 kV si rimanda al Capitolo 5 della Parte Quarta del SIA e alla Relazione Paesaggistica.

Data la tipologia e le modalità realizzative si può attestare la compatibilità edilizia ed urbanistica dell'intervento previsto in progetto, rispetto alle specifiche norme di cui all'art. 42 del RUE.

In relazione al tracciato terrestre dell'elettrodotto interrato 380 kV e al complesso delle opere terrestri, si riporta di seguito una disamina delle interferenze rispetto alle tutele richiamate dal PSC.

In relazione alle tutele paesaggistiche, storiche e ambientali, oggetto della verifica, il PSC puntualizza gli aspetti del PTPR e del PTCP esaminati precedentemente.

In relazione al progetto, si specifica quanto segue:

- **In Area Marina** il PSC non esplica le proprie competenze e pertanto non sono presenti contesti interessati da livelli di tutela paesaggistica o ambientale;
- **A terra**, le uniche opere interferenti si riferiscono all'elettrodotto 380 kV interrato di collegamento alla SE TERNA 380/150 kV San Martino in Venti mentre la Stazione di Transizione cavo_aereo, la linea aerea e lo Stallo di connessione, non interessano contesti oggetto di tutela; l'elettrodotto, prevalentemente interrato sotto strade esistenti, attraversa o ricade nelle aree e contesti seguenti (elencati rispetto agli articoli delle NTA del PSC):

Per quanto riguarda gli aspetti storico culturali, le uniche interferenze riguardano le opere terrestri interrate di connessione alla RTN (elettrodotto 380 kV) che si attestano lungo tratti di viabilità ordinaria esistenti che ricalcano strade storiche extraurbane (2.16 delle NTA).

Per quanto riguarda gli aspetti archeologici, le uniche interferenze riguardano le opere terrestri interrate di connessione alla RTN (elettrodotto 380 kV) che attraversano o si attestano lungo tratti di viabilità ordinaria esistenti, urbani ed extra urbani, che ricalcano la viabilità storica principale (la Flaminia, la SS 72 già consolare Rimini_San Marino, via Santa Aquilina).

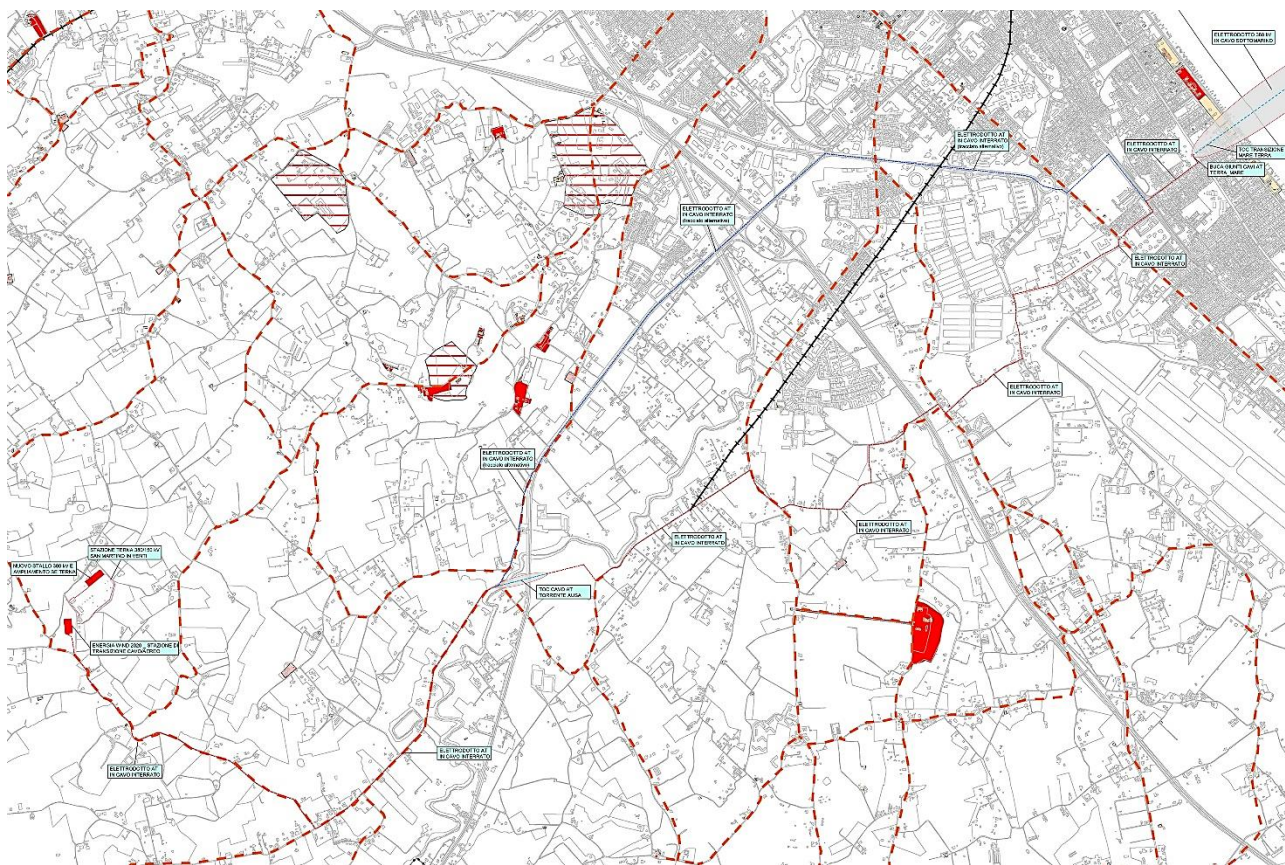


Figura 5.9 – PSC : tutele storico culturali (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-1_D-PSC-RIMINI)

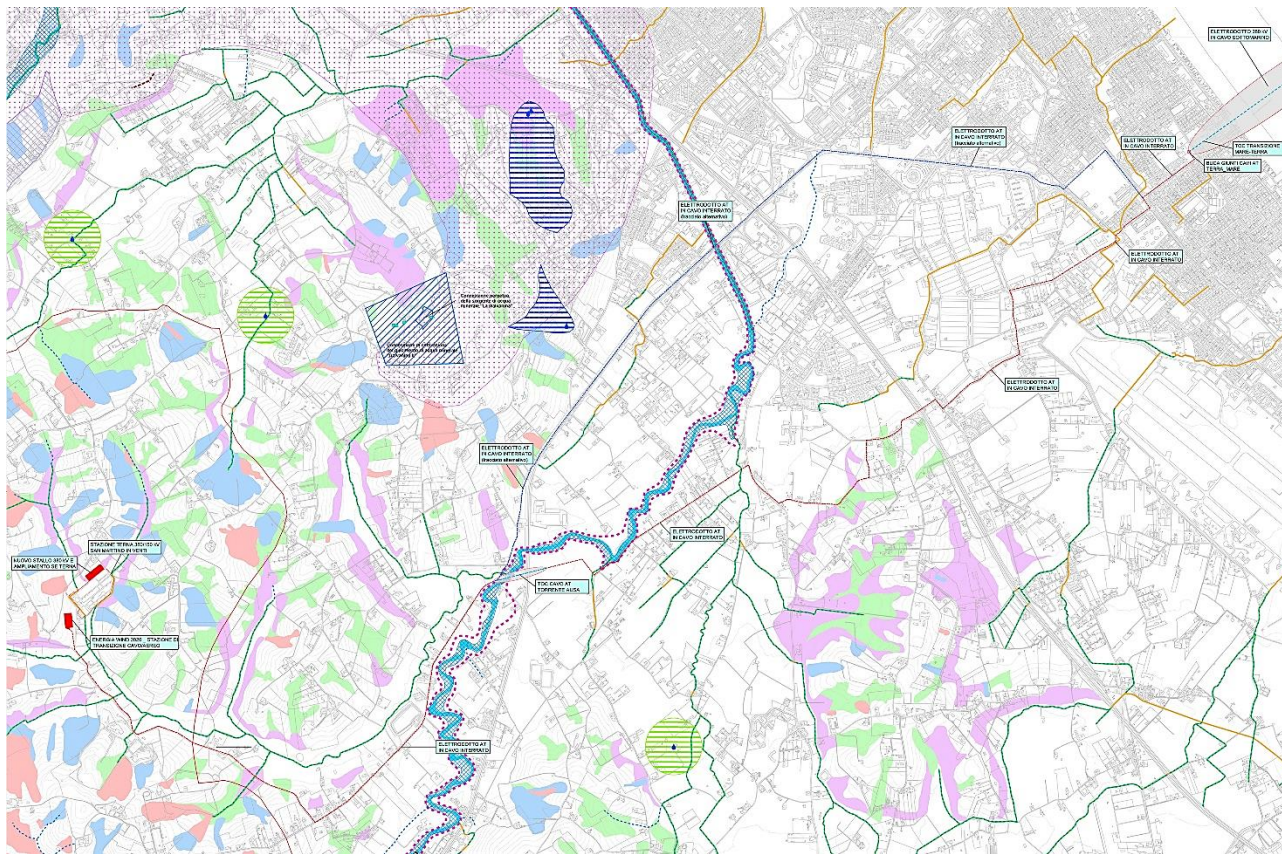


Figura 5.12 – PSC : sicurezza e vulnerabilità (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-4_D-PSC-RIMINI)

In definitiva, per quanto riguarda le interferenze citate con le aree tutelate ai fini storico-culturali, paesaggistiche e ambientali, gli articoli delle NTA sopra richiamati non introducono ulteriori prescrizioni e rimandano alle disposizioni e del PTCP relative agli stessi ambiti che il PSC ha verificato nella perimetrazione.

L'unico approfondimento riguarda la viabilità storica (art. 2.16) e rispetto allo stesso l'intervento risulta compatibile, in quanto non modifica la morfologia, il tracciato né l'aspetto esteriore attuale.

Per la trattazione delle norme e la compatibilità dell'intervento proposto si rimanda al precedente paragrafo 5.3.1. dedicato al PTCP della Provincia di Rimini.

Per ciò che riguarda le previsioni del PSC, l'intervento, che è di fatto un'opera infrastrutturale a rete e tecnologica, non preclude in alcun modo la realizzazione delle previsioni stesse, considerate le modalità realizzative e la condizione per cui interessa prevalentemente viabilità esistente o un terreno agricolo di fatto già attraversato da infrastrutture elettriche e immediatamente attiguo alla SE TERNA San Martino in Venti

Si rimanda alle seguenti tavole della Sezione Pianificazione, che ripropongono oltre a quelli di cui si è riportato uno stralcio anche altri tematismi del PSC e il RUE, per una disamina del dettaglio del progetto e delle aree interessate dalle opere terrestri di connessione:

OWFRMN_V2-SC1-18-5_D-PSC-RIMINI _ Strategie di qualificazione del territorio;

OWFRMN_V2-SC1-18-6_D-PSC-RIMINI _ Schemi di assetto della mobilità ed ambiti normativi;

OWFRMN_V2-SC1-18-7_D-PSC-RIMINI _ Classificazione delle aree di trasformazione;

OWFRMN_V2-SC1-19_D-RUE-RIMINI _ Ambiti urbani e rurali e dotazioni territoriali.

5.5 PIANO STRALCIO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)

Le aree di intervento ricadono nell'ambito del bacino dei fiumi Marecchia e Conca, fino al 2016 di competenza dell'Autorità di Bacino Interregionale del Marecchia-Conca.

Con l'entrata in vigore del D.M. 25 ottobre 2016, sono state soppresse su tutto il territorio nazionale, le Autorità di bacino nazionali, interregionali e regionali e sono state istituite le Autorità di bacino distrettuali.

Le Autorità di bacino interregionali del fiume Reno e del Marecchia-Conca e l'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli ai sensi del DM sono confluite nell'Autorità di bacino distrettuale del Fiume Po.

Non hanno tuttavia perso efficacia e risultano attualmente vigenti, i Piani Stralcio di Assetto Idrogeologico redatti sino al trasferimento delle competenze di cui al citato Decreto Ministeriale.

Il Piano Stralcio Assetto Idrogeologico (PAI) del Marecchia – Conca è stato adottato dal Comitato Istituzionale con Deliberazione n°. 2 del 30 marzo 2004 e approvato dalle Regioni Emilia-Romagna con deliberazione Giunta Regionale n. 1703/2004, Marche con deliberazione Consiglio Regionale n. 139/2004 e Toscana con deliberazione Consiglio Regionale n. 115/2004.

La pianificazione di bacino è attuata limitatamente al settore dell'assetto Idrogeologico e agli ambiti dei corsi d'acqua, dei versanti e degli abitati in dissesto, attraverso il Piano Straordinario e il Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI).

Il PAI è sviluppato per ambiti fisiografici e tematici, ed è composto da relazione, allegati, elaborati cartografici, norme tecniche di attuazione e direttive.

A seguito di studi di approfondimento del quadro conoscitivo di riferimento per la pianificazione, sono stati operati aggiornamenti, integrazioni e varianti alla struttura originaria.

Il Piano Stralcio di Bacino per l'assetto Idrogeologico (PAI) disciplina attraverso le relative Norme di attuazione i settori funzionali della pericolosità e del rischio idrogeologico e l'ambito territoriale dei versanti e dei corsi d'acqua.

I progetti di nuove opere viarie e tecnologiche devono risultare compatibili con le finalità degli ambiti P.A.I..

5.5.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

In relazione al progetto, si specifica quanto segue:

- **In Area Marina** il PAI non esplica le proprie competenze;
- **A terra**, le uniche opere interferenti si riferiscono all'elettrodotto 380 kV interrato di collegamento alla SE TERNA 380/150 kV San Martino in Venti mentre la Stazione di Transizione cavo_aereo, la linea aerea e lo Stallo di connessione, non interessano contesti oggetto di tutela.

Non vi sono alcune interferenze con le componenti geomorfologiche mentre si rilevano i seguenti attraversamenti delle componenti dell'assetto idrologico:

- a. l'elettrodotto (sia lungo il tracciato principale che quello alternativo attraversa in corrispondenza del Torrente Ausa alvei fluviali e il reticolo idrografico minore (disciplinati dall'art. 8 delle NTA del PAI);

- b. l'elettrodotto (sia lungo il tracciato principale che quello alternativo), attraversa in corrispondenza del Torrente Ausa la fascia con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno fino a 200 anni nella situazione pre interventi (disciplinata dall'art. 9 delle NTA del PAI);
- c. il solo tracciato preferenziale dell'elettrodotto interrato attraversa in corrispondenza del Torrente Ausa, la fascia di territorio con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno di 500 anni ((disciplinata dall'art. 10 delle NTA del PAI).

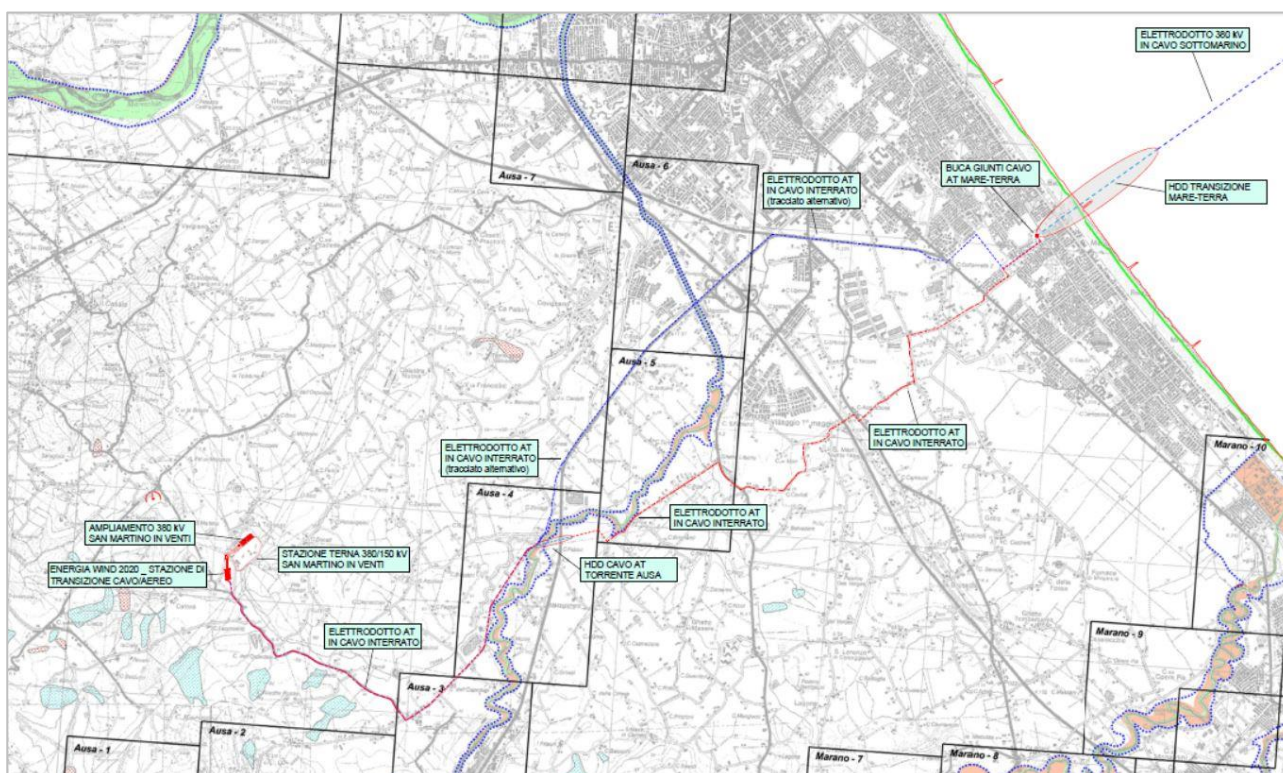


Figura 5.13 – Cartografia del PAI (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-16_D-PAI)

In relazione alle prescrizioni delle NTA valgono le seguenti considerazioni:

- secondo l'art. 8, che disciplina le opere interferenti con alvei e col reticolo idrografico minore:

*“ a) i titoli abilitativi, le approvazioni di opere pubbliche di cui alla legislazione vigente, gli strumenti urbanistici generali e attuativi e loro varianti, nonché gli "accordi" (art.34, D.Lgs 247/00) e le "conferenze" (art.3bis, L. 441/87) per la loro attuazione, **non devono consentire interventi edilizi e trasformazioni morfologiche di qualsiasi natura;***

b) sono fatti salvi

Omissis...

gli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche a rete e viarie esistenti o a nuove infrastrutture in attraversamento, che non determinino rischio idraulico. La realizzazione degli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche e viarie è subordinata al parere vincolante dell'Ente preposto al nulla-osta idraulico, che verifica la compatibilità dell'opera con le finalità del Piano Stralcio e trasmette il parere per conoscenza all'Autorità di Bacino.

- Secondo l'art. 9, che disciplina le fasce con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno fino a 200 anni:

*" a) i titoli abilitativi, le approvazioni di opere pubbliche di cui alla legislazione vigente, gli strumenti urbanistici generali e attuativi e loro varianti, nonché gli "accordi" (art.34, D.Lgs 247/00) e le "conferenze" (art.3bis, L. 441/87) per la loro attuazione, **non devono consentire la realizzazione di nuovi manufatti edilizi;***

b) sono fatti salvi

Omissis...

gli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche e viarie esistenti o a nuove infrastrutture che non comportino rischio idraulico....

Omissis...

La realizzazione degli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche e viarie è subordinata al parere vincolante dell'Autorità di Bacino, che si avvale per l'istruttoria dei Servizi Tecnici regionali e/o provinciali, espresso nelle forme di cui al comma 4 dell'art.5 delle presenti norme per la verifica di compatibilità con le finalità del Piano Stralcio.

- l'art. 10, che disciplina le fasce con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno fino a 500 anni, non detta prescrizioni attinenti agli interventi proposti, precisando che *"La regolamentazione delle attività e degli interventi edilizi in queste fasce, in assenza di limitazioni di altro tipo, attiene agli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica"*

E' opportuno considerare che l'attraversamento del Torrente Ausa e delle fasce esondabili, da parte del tracciato preferenziale dell'elettrodotto, avviene con Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC),

In relazione a tali prescrizioni, in funzione del parere dell'Autorità di Bacino competente si considera che le opere sono completamente interrato lungo viabilità esistente e in ogni caso nei tratti in attraversamento del Torrente Ausa e delle fasce esondabili, da parte del tracciato preferenziale dell'elettrodotto, per bypassare l'alveo si procederà con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC); questa tecnica realizzativa consente di bypassare le aree tutelate a una distanza minima di 2 m di profondità dal fondo dell'alveo, non producendo alcuna alterazione morfologia né del regime idraulico del Torrente.

Per quanto riguarda gli attraversamenti delle altre aste del reticolo idrografico minore, qualora gli enti proprietari della strada non dovessero consentire staffaggi della condotta elettrica sui ponti esistenti si procederà analogamente con la TOC.

Ai fini della verifica puntuale in merito al reticolo principale e secondario, è stato redatto apposito studio di compatibilità idraulica, che conferma la compatibilità dell'opera rispetto al regime idraulico del corso d'acqua principale (Torrente Ausa), che viene bypassato a circa 2 metri sotto l'alveo, e dei fossi tributari.

Per approfondimenti si rimanda all'elaborato § OWFRMN_V2-SC2-07_ R-IDROLOGICA.

5.6 PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA)

Il **Piano di Tutela delle Acque (PTA)**, conformemente a quanto previsto dal D. Lgs. 152/99 e dalla Direttiva europea 2000/60 (Direttiva Quadro sulle Acque), è lo strumento regionale volto a raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale nelle acque interne e costiere della Regione, e a garantire un approvvigionamento idrico sostenibile nel lungo periodo.

La Giunta Regionale ha approvato il **Documento preliminare del PTA** nel novembre 2003, dopo un lavoro svolto in collaborazione con le Province e le Autorità di bacino ed il supporto tecnico e scientifico dell'ARPA regionale, delle ARPA provinciali, e di esperti e specialisti in vari settori (nonché di Università regionali), e coordinato dal Servizio regionale competente, Servizio Tutela e Risanamento Acqua, Aria e Agenti Fisici .

Successivamente all'approvazione del Documento preliminare, e a valle di un processo partecipato e delle **Conferenze di Pianificazione** indette dalle Province, il Piano di Tutela delle Acque è stato approvato in via definitiva con Delibera n. 40 dell'Assemblea legislativa il 21 dicembre 2005.

Sul BUR - Parte Seconda n. 14 del 1 febbraio 2006 è stato dato avviso della sua approvazione, mentre sul BUR n. 20 del 13 febbraio 2006 è stata pubblicata la Delibera di approvazione e le Norme.

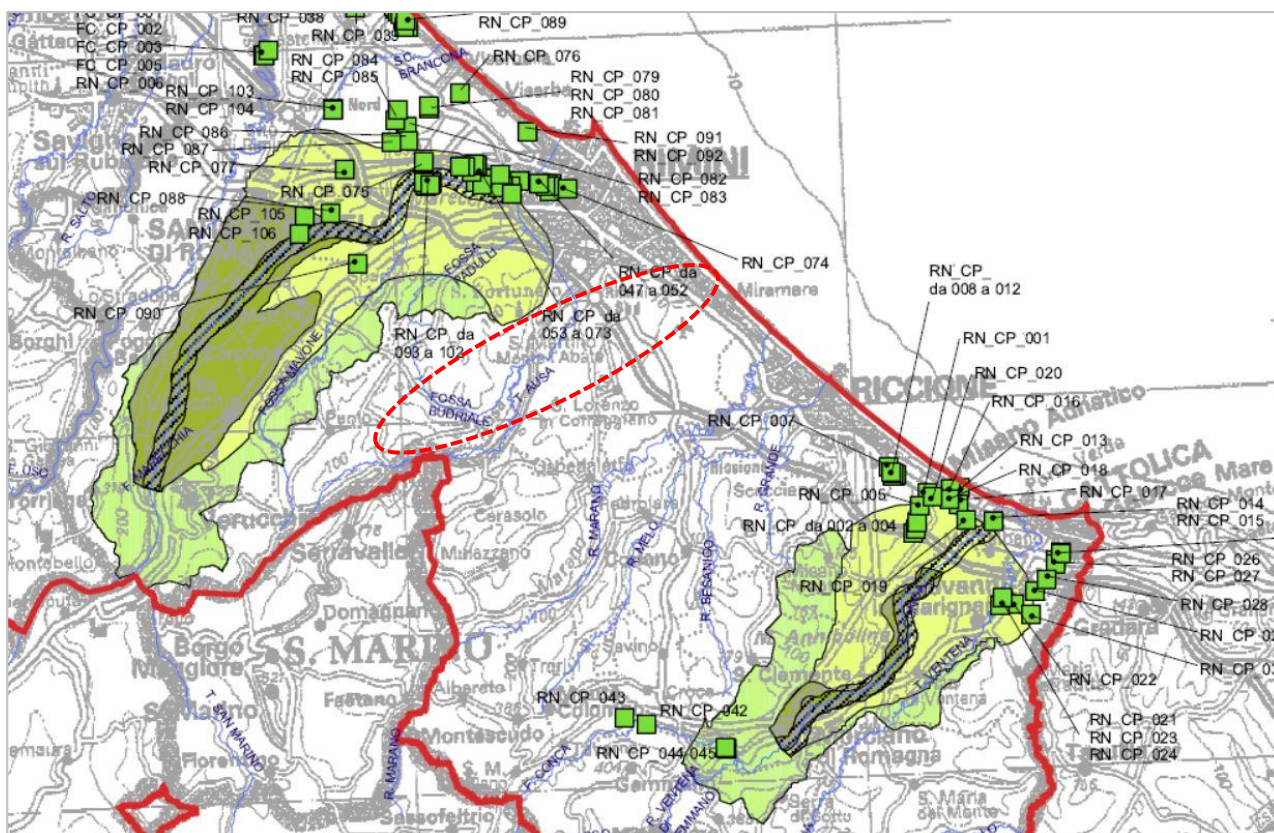


Figura 5.14 – Cartografia del PTA (nell'ellisse rossa l'ambito in cui ricadono le opere di connessione alla RTN).

5.6.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

Come si evince dalla figura precedente, le opere terrestri di connessione alla RTN non interessano ambiti vasti oggetto di tutela.

In particolare, non sono interessate:

- le zone di protezione delle acque sotterranee nel territorio di pedecollina-pianura;
- le zone di protezione delle acque superficiali
- le zone di protezione delle acque sotterranee in territorio collinare-montano

Le opere interessano con l'elettrodotto marino e terrestre 380 kV: corpi idrici superficiali (corsi d'acqua superficiali, acque di transizione, acque marino costiere, corpi idrici artificiali).

Per quanto riguarda le acque marine, si sottolinea quanto segue.

Secondo il PTA le acque marine oggetto di tutela sono le acque marine costiere comprese entro la distanza di 3.000 m dalla costa.

Le interferenze sono quindi relative al cavo di export 380 kV, essendo la centrale eolica ad una distanza minima dalla costa di 11 km.

Come criterio generale, i cavi sottomarini saranno interrati come forma di protezione da traffico marino ad una profondità rispetto al fondale di 1/1,5 m.

La modalità di posa avverrà post deposizione e seppellimento mediante idrogetto (jetting).

La macchina a getti d'acqua si basa sul principio di fluidificare il sedimento superficiale del fondo mediante l'uso di getti d'acqua marina prelevata in sito, getti che vengono usati anche per la propulsione.

La macchina si posa a cavallo del cavo da interrare e mediante l'uso esclusivo di getti d'acqua fluidifica il materiale creando una trincea entro la quale il cavo si adagia: quest'ultimo viene poi ricoperto dallo stesso materiale in sospensione.

Gran parte del materiale movimentato (circa il 60-70%) rimane all'interno della trincea e non può essere disperso nelle immediate zone limitrofe da eventuali correnti sottomarine; successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo e quindi a garantire una immobilizzazione totale del cavo e una sua efficace protezione.

Non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua marina in sito e il riempimento dello scavo si effettua in pratica esclusivamente con lo stesso materiale di risulta.

In prossimità dell'approdo, a circa 930 m dalla linea di battigia, il cavo 380 kV verrà inserito in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (Horizontal Directional Drilling).

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata sarà provvisoriamente protetto con apposito cassone in lamiera (sheet piling), all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le estremità provenienti dalla parte di cantiere terrestre, evitando al contempo il contatto con l'acqua, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi.

Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.

Il fluido di perforazione su misura per le condizioni del terreno ed è una parte importante del processo dell'HDD per riducendo al minimo il rischio di breakout.



Figura 5.15 _ Postazione di recupero con palancole per il contenimento il recupero dei fanghi di perforazione

Gli scopi del fango sono vari e tutti importanti per il corretto risultato finale della perforazione; il fluido di perforazione consiste solitamente in una miscela di acqua dolce, bentonite e/o polimeri; la bentonite è un'argilla naturale, estremamente idrofila ed è un prodotto sicuro per caratteristiche chimiche.

I compiti del fango possono essere riassunti come segue:

- Raffredda e lubrifica il sistema di perforazione, il motore del fango e la punta;
- fornisce potenza idraulica al motore del fango convertendo la potenza idraulica in meccanica;
- Rimuove i residui dal foro;
- Stabilizza il foro durante la perforazione con un pannello filtrante sottile e impermeabile;
- Riduce al minimo le perdite di fluido;

Con opportuni materiali additivi (fibrosi, granulari, etc), il fango blocca le fratture nel terreno. L'importanza di preparare e mantenere un fluido di perforazione corretto richiede un controllo continuo durante la perforazione. Un fango non adeguato, può causare l'interruzione della perforazione.

I seguenti parametri sono normalmente controllati durante la perforazione:

- Densità;
- Viscosità;
- Punto di snervamento;
- Resistenza;
- pH.

In definitiva, per la parte marina oggetto di tutela non vi sono rischi di contaminazione delle acque.

In generale, volendo estendere la verifica anche alla parte della centrale eolica, la modalità di posa dei cavi di collegamento tra gli aerogeneratori è dello stesso tipo del cavo di export e quindi non determina problemi alla qualità delle acque.

Le operazioni di installazione delle fondazioni degli aerogeneratori e dei piloni della piattaforma marina avviene con battitura dei pali, senza utilizzo di sostanze contaminanti.

In ultimo, si evidenzia che sia per la parte a mare che per la parte terrestre tutte le apparecchiature elettromeccaniche di trasformazione elettrica e i reattori di compensazione, compresi i trasformatori 710V/66 kV ubicati alla base degli aerogeneratori, **saranno isolati in esteri naturali** (noti come oli vegetali), **anziché in oli minerali** come precedentemente previsto nel progetto preliminare.

Gli esteri naturali, rispetto ai tradizionali oli minerali isolanti, presentano grandi vantaggi:

- sono sostanze essenzialmente non tossiche e non pericolose per l'uomo e l'ambiente; in caso di dispersione accidentale, l'estere vegetale si biodegrada in solo 28 giorni al 97%;
- rappresentano una risorsa rinnovabile e a fine vita possono essere riutilizzati come sottoprodotti (es. biodiesel) rispondendo ai requisiti dell'economia circolare;
- hanno un più elevato punto di fiamma, di oltre 300 °C ben più alto dei 130-140 °C degli oli minerali; ciò implica che in presenza di un sovraccarico un trasformatore normale si spegne automaticamente per evitare incidenti, mentre un trasformatore a fluido vegetale continua a lavorare senza rischi, mantenendo le stesse caratteristiche fisiche e chimiche anche ad elevate temperature, gestendo quindi i picchi energetici senza problemi.
- anche qualora si infiammino accidentalmente, hanno la capacità di spegnersi autonomamente in pochi secondi, migliorando così anche i livelli di sicurezza.

Tale soluzione ha pertanto rilevanti effetti di riduzione del rischio di inquinamento, sia delle acque marine che dei suoli in generale.

Per quanto riguarda i corsi d'acqua superficiali, gli attraversamenti avvengono in interrato o con la Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC); in quest'ultimo caso utilizzando un tubo camicia e una tecnica che protegge dal rischio di contaminazione degli acquiferi.

Per quanto riguarda gli acquiferi sotterranei, a prescindere dall'assenza di interferenze con le aree perimetrate, la realizzazione dell'impianto eolico non produce alcuna alterazione degli acquiferi superficiali e sotterranei né introduce modifiche o variazioni del naturale deflusso delle acque meteoriche.

Per la raccolta delle acque meteoriche del piazzale sarà realizzato un sistema di caditoie che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (disoleatore, vasche di trattamento acque prima pioggia) disposte a nord del piazzale e collegate ai recapiti naturali mediante tubazioni o disperse mediante sub-irrigazione, in base alle disposizioni degli enti competenti.

In generale, una delle difficoltà delle perforazioni sotterranee è legato a lavorare sotto falda in quanto, in caso di terreni permeabili, può provocare cedimenti e dispersione dei fanghi di perforazione.

Nello specifico della zona costiera dove è prevista la T.O.C., informazioni sulla profondità della falda sono ricavabili da alcune indagini geognostiche eseguite in passato nella zona; in particolare nel piezometro installato nel foro di un sondaggio eseguito nel 2002 a pochi metri dal punto di arrivo a terra dei cavi, la

profondità è risultata di 1.0 mt con presenza di terreni sabbiosi potenzialmente permeabili mentre strati argillosi vengono incontrati a circa 7.3 m di profondità.

L'impiego di queste metodologie di trivellazione in presenza di falda può essere problematico ma possibile con una adeguata preparazione della perforazione/attrezzature e con la giusta professionalità.

In particolare i fanghi di perforazione usati per la TOC (HDD), adeguatamente progettati, hanno un effetto impermeabilizzante e permettono l'attraversamento di falde ed evitando la dispersione di fanghi nella falda.

Ove non fosse sufficiente, nella zona di ingresso della TOC , ove presente lo strato sabbioso, può essere inserito un tubo camicia che permetterebbe di attraversare tale strato potenzialmente permeabile.

L'intervento in generale non compromette la vulnerabilità degli acquiferi in quanto:

- La realizzazione e il funzionamento delle opere non determineranno lo sversamento di fanghi o reflui di alcuna tipologia;
- Non è prevista l'immissione sul suolo e nel sottosuolo di alcuna sostanza;
- Le uniche opere interraste sono le fondazioni dei muri di contenimento, dei box prefabbricati e delle apparecchiature i cavidotti che per le loro caratteristiche e modalità di realizzazione non determineranno alcuna forma di contaminazione degli acquiferi;
- Le opere di progetto non comporteranno l'impermeabilizzazione dei suoli in considerazione delle dimensioni ridotte delle stesse;
- In progetto non è prevista la terebrazione di nuovi pozzi emungenti;
- Non è prevista l'apertura di nuove cave;
- Il progetto non interessa sorgenti e zone di rispetto.

In definitiva:

- la realizzazione e gestione dell'impianto in progetto non necessita di prelievi o consumi idrici e non incide sullo stato di qualità dei corpi idrici e del bacino.
- inoltre non altera in alcun modo il regime idrico né la qualità delle acque superficiali e profonde.
- ai fini della tutela dei corpi idrici ricettori le acque meteoriche dei piazzali della Stazione Utente e dello Stallo 380 kV saranno trattate con impianti progettati per un accumulo (con vasche prefabbricate) temporaneo delle acque di prima pioggia, con conseguente rilancio temporizzato e ritardato (48 ore circa) dal termine dell'evento meteorico attraverso una elettropompa di sollevamento al trattamento successivo (disoleatore statico con filtro a coalescenza).

L'utilizzo di questi sistemi ha per obiettivo quello di ridurre l'inquinamento verso i corpi idrici superficiali e di attenuare i picchi di piena provocati dalle piogge (bombe d'acqua).

Pertanto, da quanto analizzato ed esposto, la realizzazione dell'impianto eolico in progetto risulta pienamente compatibile con gli obiettivi e le tutele specificate nel PTA.