

Monty Wind S.r.l.

# Parco Eolico Monty sito nei Comuni di Montenero di Bisaccia e Montecilfone

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE – Quadro di  
riferimento programmatico

Settembre 2022

Regione Molise



Comune di Montenero di Bisaccia



Comune di Montecilfone



Committente:

Monty Wind S.r.l.

Monty Wind S.r.l.

Via Sardegna, 40

00187 Roma

P.IVA/C.F. 16181131000

Titolo del Progetto:

**Parco Eolico Monty sito nei Comuni di Montenero di Bisaccia e Montecilfone**

Documento:

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE  
Quadro di riferimento programmatico**

N° Documento:

**IT-VESMON-TEN-SPE-TR-02**

Progettista:



**sede legale e operativa**

San Martino Sannita (BN) Località Chianarile snc Area Industriale

**sede operativa**

Lucera (FG) via Alfonso La Cava 114

P.IVA 01465940623

**Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873**



Progettista

**Dott. Ing. Nicola FORTE**



Rev	Data Revisione	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
00	Settembre 2022	Richiesta VIA	MT	NF	

## Sommario

<b>Studio di impatto ambientale – Quadro di riferimento programmatico</b>	<b>4</b>
<b>1. Premessa</b>	<b>4</b>
1.1. Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione	4
1.2. Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento	4
1.3. Ambito tematico del progetto	4
1.4. La VIA in Europa, in Italia e in Molise	6
1.4.1. Le direttive della comunità europea	6
1.4.2. Il quadro normativo nazionale	6
1.4.3. Normativa Regionale	8
1.4.4. La procedura di valutazione ambientale per l'impianto eolico di progetto	9
<b>2. UBICAZIONE E PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO E DEL PROGETTO</b>	<b>10</b>
2.1. Ubicazione e caratteristiche generali dell'area di impianto.	10
2.2. Principali caratteristiche dell'impianto	11
<b>3. AMBITO TEMATICO DEL PROGETTO: STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E IL CLIMA</b>	<b>12</b>
3.1. Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima	12
3.1.1. Gli Accordi Internazionali	12
3.1.2. Il Protocollo di Kyoto	12
3.1.3. L'accordo di Parigi sul Clima	12
3.2. Strategie e strumenti operativi dell'Unione Europea per l'energia e il clima	13
3.2.1. Winter Package	13
3.2.2. Strategie dell'Unione Europea rispetto all'Accordo globale sul Clima (Parigi 2015)	14
3.2.3. Pacchetto Clima-Energia 20-20-20	14
3.2.4. Quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030	14
3.2.5. Direttiva Energie Rinnovabili	15
3.2.6. Azioni Future nel campo delle Energie Rinnovabili	15
3.2.7. Il Green New Deal Europeo COM(2019)640	15
3.2.8. Garantire l'approvvigionamento di energia pulita, economica e sicura	16
3.3. Strategie e strumenti di programmazione energetica dello Stato Italiano	16
3.3.1. Piano Energetico Nazionale	17
3.3.2. Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente	17
3.3.3. Legge n. 239 del 23 agosto 2004	17
3.3.4. Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017	17
3.3.5. Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee	18
3.3.6. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima	18
3.3.7. Il Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR	19
3.3.8. Normativa specifica in materia energetica	20
3.4. Ambito Tematico del progetto _ Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Molise	22
3.5. Rapporto di coerenza della proposta in progetto	23

<b>4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO – ANALISI DELLE TUTELE</b>	<b>24</b>
4.1. Paesaggio e patrimonio storico culturale	24
4.1.1. Il Codice dei Beni Culturali	24
4.1.2. Il PTAAV – Piano Territoriale Paesistico- Ambientale Regionale	24
4.1.3. Il PTCP della Provincia di Campobasso	25
4.2. Patrimonio floristico, faunistico e aree protette	26
4.2.1. Aree Naturali protette	26
4.2.2. Zone Umide di Interesse Nazionale	26
4.2.3. Rete Natura 2000	26
4.2.4. Aree IBA	26
4.3. Tutela del territorio e delle acque	26
4.3.1. PAI	26
4.3.2. Vincolo Idrogeologico	27
4.3.3. Aree percorse dal fuoco	27
4.3.4. Piano di Tutela delle acque e PTA	27
4.3.5. Concessioni minerarie	27
4.4. Normativa sui rifiuti	28
4.5. Gestione delle Terre e Rocce da Scavo	28
4.6. Pianificazione Comunale	28
4.6.1. Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Montenero di Bisaccia	28
4.6.2. Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Montecilfone	28
4.7. Tutela della salute	28
4.7.1. Inquinamento acustico	28
4.7.2. Inquinamento elettromagnetico	29
4.7.3. Sicurezza volo a bassa quota	30
4.8. Compatibilità alle Linee Guida Regionali del 2011 e al PEAR	31

## Studio di impatto ambientale – Quadro di riferimento programmatico

### 1. Premessa

Oggetto dello studio è la verifica di compatibilità paesaggistica del progetto proposto dalla società Monty Wind S.r.l., relativo alla realizzazione di un impianto eolico costituito da nove aerogeneratori della potenza di 7,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 64,8 MW, da installare nei comuni di Montecilfone e Montenero di Bisaccia, in Provincia di Campobasso in località “Guardiola”.

Il sito di installazione degli aerogeneratori è ubicato tra i centri abitati di Montecilfone e Montenero di Bisaccia, dai quali gli aerogeneratori più prossimi distano rispettivamente 2 km e 3 km.

Gli aerogeneratori saranno collegati tra di loro mediante un cavidotto in alta tensione 36 kV interrato che sarà posato in gran parte al di sotto della viabilità di progetto di nuova realizzazione per l’accesso agli aerogeneratori e della viabilità esistente ed in minima parte su terreno agricolo.

I cavidotti in partenza dagli aerogeneratori saranno collegati ad una cabina di raccolta a 36 kV, la quale sarà collegata tramite un cavidotto in alta tensione a 36 kV, anch’esso interrato, alla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione di Terna S.p.A. a 380/150/36 kV (anche detta SE Terna) da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV “Larino – Gissi”.

La futura SE Terna, il cui progetto ha già ottenuto il benestare da parte di Terna, è ubicata nell’area di impianto nei pressi dell’aerogeneratore WTG01.

Completano il quadro delle opere da realizzare una serie di adeguamenti temporanei alle strade esistenti necessari a consentire il passaggio dei mezzi eccezionali di trasporto delle strutture costituenti gli aerogeneratori.

In fase di realizzazione dell’impianto, sarà necessario predisporre un’area logistica di cantiere con le funzioni di stoccaggio materiali e strutture, ricovero mezzi, disposizione dei baraccamenti necessari alle maestranze (fornitore degli aerogeneratori, costruttore delle opere civili ed elettriche) e alle figure deputate al controllo della realizzazione (Committenza dei lavori, Direzione Lavori, Coordinatore della Sicurezza in fase di esecuzione, Collaudatore). Sono previste, altresì, due aree necessarie alle manovre dei mezzi di trasporto eccezionale e di trasbordo delle strutture costituenti l’impianto.

L’area di cantiere e le aree di trasbordo saranno temporanee e saranno smantellate al termine dei lavori di costruzione dell’impianto.

#### 1.1. Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto in ossequio a quanto richiesto dalla normativa nazionale e regionale in materia ambientale; illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto eolico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni spaziali e territoriali che si

stabiliscono tra l’opera e il contesto paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull’ambiente.

Lo Studio di Impatto Ambientale è strutturato in tre parti:

- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO nel quale vengono elencati i principali strumenti di pianificazione territoriale ed ambientale, attraverso i quali vengono individuati i vincoli ricadenti sulle aree interessate dal progetto in esame verificando la compatibilità dell’intervento con le prescrizioni di legge.
- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE nel quale vengono descritte le opere di progetto e le loro caratteristiche fisiche e tecniche.
- QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE nel quale sono individuati e valutati i possibili impatti, sia negativi che positivi, conseguenti alla realizzazione dell’opera; viene resa la valutazione degli impatti cumulativi, valutati anche in relazione alle procedure di cui alla DGR 2122/2012; si dà conto della fattibilità tecnico-economica dell’intervento e delle ricadute che la realizzazione apporta nel contesto sociale ed economico generale e locale; vengono individuate le misure di mitigazione e compensazione previste per l’attenuazione degli impatti negativi.

La presente relazione rappresenta il QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO del SIA che, come detto, fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l’opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. Esso comprende:

- La descrizione dei strumenti pianificatori in cui è inquadrabile il progetto;
- La descrizione dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori rispetto all’area di localizzazione, in particolare con le norme tecniche ed urbanistiche che regolano la realizzazione dell’opera, i vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici eventualmente presenti;
- La descrizione e la coerenza del progetto con Piani regionali e nazionali di settore.

#### 1.2. Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento

Il progetto di impianto eolico in esame è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza Statale in quanto in relazione alla tipologia di intervento e alla potenza nominale installata risulta ricompreso:

- nell’Allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 “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”, nella tipologia elencata al punto 1.2.1 denominato “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, biometano, residui e rifiuti”

- nell’Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.e specificamente al comma 2 “Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW”.

Pertanto, per il progetto denominato “Monty” verrà attivata la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell’articolo 23 del D.Lgs 152/2006.

Alle opere e impianti di cui all’Allegato I-bis si applicano tutte le disposizioni stabilite dal DL 77/2021 (artt. da 17 a 32), come convertite in legge, contenute nella “Parte II \_ Disposizioni di accelerazione e snellimento delle procedure e di rafforzamento della capacità amministrativa” e del “Titolo I \_ Transizione ecologica e velocizzazione del procedimento ambientale e paesaggistico”.

#### 1.3. Ambito tematico del progetto

Il progetto si inquadra nell’ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e in relazione alla tipologia di generazione risulta coerente con gli obiettivi enunciati all’interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali, riportati ai capitoli 3 e 4.

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

A fronte degli scarsi risultati fino ad ora raggiunti, la recentissima (Madrid, 2 dicembre 2019) COP 25, Conferenza Mondiale sul Clima promossa dalle Nazioni Unite, 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.

È opportuno premettere gli impegni definiti per il 2030 dalla Strategia Energetica Nazionale del novembre 2017 che pone come fondamentale favorire l’ulteriore promozione dello sviluppo e diffusione delle tecnologie rinnovabili (in particolare quelle relative a eolico e fotovoltaico, riconosciute come le più mature e economicamente vantaggiose) e il raggiungimento dell’obiettivo per le rinnovabili elettriche del 55% al 2030 rispetto al 33,5% fissato per il 2015.

Il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione, secondo il modello assunto dallo scenario e secondo anche gli scenari EUCO, dovrebbe più che raddoppiare entro il 2030.

La SEN 2017 risulta perfettamente coerente con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la

riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990. e rispetto agli obiettivi al 2030 risulta in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia.

Il raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2030 e l'interesse complessivo di incremento delle fonti rinnovabili anche ai fini della sicurezza e del contenimento dei prezzi dell'energia, presuppongono non solo di stimolare nuova produzione, ma anche di non perdere quella esistente e anzi, laddove possibile, di incrementarne l'efficienza.

**Data la particolarità del contesto ambientale e paesaggistico italiano, la SEN 2017 pone grande rilievo alla compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio.**

Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, che si caratterizzano come potenzialmente impattanti per alterazioni percettive (eolico) e consumo di suolo (fotovoltaico).

Per la questione eolico e paesaggio, la SEN 2017 propone

*"... un aggiornamento delle Linee Guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio, approvate nel 2010, che consideri la tendenza verso aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti, per i quali si pone il tema di un adeguamento dei criteri di analisi dell'impatto e delle misure di mitigazione. Al contempo, occorre considerare anche i positivi effetti degli impianti a fonti rinnovabili, compresi gli eolici, in termini di riduzione dell'inquinamento e degli effetti sanitari, al fine di pervenire a una valutazione più complessiva degli effettivi impatti".*

La SEN 2017 è tuttora vigente, per quanto il Governo, a fine dicembre 2018 ha varato la proposta di un **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, presentato alla Commissione Europea, che nel giugno del 2019 ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, valutando nel complesso positivamente la proposta italiana.

A seguito di una proficua fase di consultazione con tutti gli stakeholders e i Ministeri coinvolti, le Regioni e le Associazioni degli Enti Locali il 18 dicembre 2019 hanno infine espresso un parere positivo a seguito del recepimento di diversi e significativi suggerimenti si è dato avvio alla fase di VAS.

A ottobre 2020 la Commissione europea ha reso note le valutazioni sui 27 PNIEC pervenuti.

Per quanto riguarda l'Italia, secondo la Commissione Europea, le misure proposte nel PNIEC appaiono in linea con gli obiettivi previsti per le FER, mentre ha sollevato alcune perplessità sul tema della riduzione dei consumi e dell'efficienza energetica.

**L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema.**

**In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili; 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 pone come obiettivi minimi di crescita l'installazione di 15,7 GW nel 2025 e 18,4 GW nel 2030.**

Da un recentissimo 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 e 17 GW di eolico offshore**, senza dimenticare 7 GW di potenza installata in elettrolizzatori per produrre idrogeno da fonti rinnovabili.

Al momento, lo stesso PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) assegna un fattore di crescita notevolissimo per l'eolico onshore; in particolare si individua come obiettivo minimo di raggiungere i 15.000 GW al 2025 e 18.400 GW al 2030 di installazione di eolico onshore a fronte dei circa 8.000 GW installati nel 2017.

Il grande problema rimane il tema della necessità di pervenire a una totale rivisitazione della modalità di ripartizione regionale delle percentuali di intervento, essendo stato unanimemente considerato totalmente inadeguato ai fini del raggiungimento degli obiettivi il cosiddetto Burden Sharing nelle modalità sino a qui applicate.

**Ma le problematiche del settore ai fini del raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica sono tante e di diversa natura.**

Il cosiddetto Decreto FER 1 (DM 4 luglio 2019 in vigore dal 10 agosto 2019) introduce nuovi meccanismi d'incentivazione per gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e a gas di depurazione.

Gli impianti che possono accedere agli incentivi, mediante la partecipazione a procedure di gara concorsuale, sono suddivisi in quattro tipologie e il progetto in esame rientra nel Gruppo A: "eolici onshore di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento; fotovoltaici di nuova costruzione".

Oggi, si registra la grandissima difficoltà ad autorizzare impianti eolici e ciò porta alla mancata assegnazione di quota parte dei contingenti messi a bando dallo Stato italiano ai sensi del Decreto FER-1 ovvero allontana l'Italia dal raggiungimento degli obiettivi (minimi!) prefissati nella SEN 2017 e dal PNIEC.

**Un enorme problema, quindi, è il tema delle autorizzazioni degli impianti, in considerazione del fatto che i procedimenti di VIA e i procedimenti di Autorizzazione Unica si concludono in percentuale altissime con preavvisi di diniego espressi da parte del MIC (ex MIBACT) e difficilmente superabili se non attraverso contenziosi; ciò, come detto, ha determinato risultati molto deludenti delle procedure d'asta al ribasso (e dei registri) previste dai decreti di incentivazione.**

Infatti, con la sola eccezione della prima asta, gli esiti delle procedure hanno confermato i timori della vigilia, ovvero il netto mismatch tra contingenti messi a disposizione nelle procedure d'asta per i nuovi impianti e per i rifacimenti e i pochi progetti autorizzati pronti per la cantierizzazione. I progetti che hanno partecipato alle procedure d'asta hanno "coperto" il contingente solo per poco più del 50% (circa 2.187 MW di progetti aggiudicatari delle aste a fronte di un contingente di 3.900 MW). La completa assegnazione di tutto il contingente a disposizione avvenuto alla prima procedura d'asta è dovuto esclusivamente all'accumulo di progetti autorizzati che erano "in attesa" dal 2016 dell'emanazione del nuovo decreto d'incentivazione del 2019.

Il risultato deludente nelle aste degli impianti utility scale eolici e fotovoltaici, su cui il nostro Paese ha basato il suo Piano Nazionale

Energia e Clima al 2030, fa presagire il forte rischio che il **DM FER1 si riveli una grande opportunità mancata.**

**Il recente DL 77/2021 dello scorso 31 maggio 2021, detto Decreto Semplificazioni bis, convertito in legge con la legge 108 del 29 luglio 2021, recante "Governance del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure", sembra aver imboccato questa direzione con grande decisione soprattutto per ciò che riguarda lo snellimento delle procedure di valutazione e autorizzazione (un approfondimento su tale nuova legge è riportato al paragrafo seguente).**

**Ancora una volta il legislatore ha sentito l'obbligo di ribadire la pubblica utilità delle opere finalizzate all'utilizzo delle FER, per quanto altri strumenti normativi precedenti lo avessero già stabilito,**

L'art. 18, comma 1, lettera a), del decreto-legge n. 77 del 2021 convertito in legge con legge 108/2021, sostituisce il comma 2 bis dell'art. 7 bis del D.lgs 152 2006, introducendo i seguenti contenuti:

*"2-bis. Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti".*

A parte questa inequivocabile assunzione, per l'attuazione delle strategie sopra richiamate, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono dichiarati per legge di pubblica utilità ai sensi della Legge 10 del 09/01/1991, del D.lgs 387/2003) e del DM del settembre 2010 recante Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

La Legge 10 all'art.1 comma 4, così recita

*"... L'utilizzazione delle fonti di energia di cui al comma 3 è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche".*  
L'art. 12 comma 1 del D.lgs 387/2003, così recita:

*"... le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti".*

Il medesimo articolo 12 al comma 7. dispone che:

*«Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c)13, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. (...Omissis...)».*

Infine, il DM 10 settembre 2010, al punto 15.3. del Paragrafo 15 Parte III ribadisce il medesimo concetto e stabilisce che:

*«Ove occorra, l'autorizzazione unica costituisce di per sé variante allo strumento urbanistico. Gli impianti possono essere*

*ubicati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico. (...Omissis...)».*

In attuazione della direttiva Europea UE 11/12/2018, n. 2001 l'Italia ha emanato il **decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199**, dal titolo "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".

Il decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del paese recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050, per questo definisce strumenti, meccanismi, incentivi, ed il quadro istituzionale finanziario e giuridico necessari e rientra nelle disposizioni attuative del PNRR in materia di energia da fonti rinnovabili.

Il provvedimento mira ad accelerare gli obiettivi verdi nazionali in coerenza con quanto stabilito a livello UE e porta con sé importanti novità nella disciplina del settore.

Tra le principali novità il decreto:

introduce nuovi meccanismi di sostegno e strumenti di promozione per la produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili;

prevede semplificazioni delle procedure autorizzative degli impianti da fonti rinnovabili. Tra queste, la previsione di una piattaforma unica digitale per la presentazione delle istanze di cui all'articolo 4, comma 2 del decreto legislativo 28/2011, che sarà realizzata e gestita dal GSE, e l'adozione di modelli unici per le procedure di autorizzazione.

#### 1.4. La VIA in Europa, in Italia e in Molise

##### 1.4.1. Le direttive della comunità europea

La Valutazione d'Impatto Ambientale è nata negli Stati Uniti nel 1969 con il National Environment Policy Act (NEPA) anticipando di quasi 10 anni il principio fondatore del concetto di Sviluppo Sostenibile definito come "uno sviluppo che soddisfi le nostre esigenze d'oggi senza privare le generazioni future della possibilità di soddisfare le proprie", enunciato dalla World Commission on Environment and Development, Our Common Future, nel 1987. In Europa tale procedura è stata introdotta dalla Direttiva Comunitaria 85/337/CEE (Direttiva del Consiglio del 27 giugno 1985, Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati) quale strumento fondamentale di politica ambientale.

La direttiva europea VIA ha anticipato molti e importanti cambiamenti avvenuti all'interno dell'Unione Europea (UE). Il primo è l'Atto Unico Europeo del 1986 che, insieme al trattato di Maastricht del 1992, ha introdotto i più importanti principi della politica ambientale europea,

rendendoli un tema centrale delle politiche comunitarie in tutti i settori. La direttiva ha altresì introdotto e stabilito i contenuti che il proponente doveva presentare la valutazione ambientale dell'opera che intendeva realizzare.

Nel settembre 1996 veniva emanata la **Direttiva 96/61/CE**, che modificava la Direttiva 85/337/CEE introducendo il concetto di prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC), al fine di conseguire un livello adeguato di protezione dell'ambiente nel suo complesso, e introduceva l'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). La direttiva tendeva alla promozione delle produzioni pulite, valorizzando il concetto di "migliori tecniche disponibili".

Successivamente veniva emanata la **Direttiva 97/11/CE** (Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, Modifiche ed integrazioni alla Direttiva 85/337/CEE) che costituiva l'evoluzione della Direttiva 85, e veniva presentata come una sua revisione critica dopo gli anni di esperienza di applicazione delle procedure di VIA in Europa. La direttiva 97/11/CE ha ampliato la portata della VIA aumentando il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I), e ne ha rafforzato la base procedurale garantendo nuove disposizioni in materia di selezione, con nuovi criteri (allegato III) per i progetti dell'allegato II, insieme a requisiti minimi in materia di informazione che il committente deve fornire. La direttiva introduceva inoltre le fasi di "screening" e "scoping" e fissava i principi fondamentali della VIA che i Paesi membri dovevano recepire.

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

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

Dal 17 febbraio 2012 entra in vigore la nuova **direttiva 2011/92/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 28

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

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

##### 1.4.2. Il quadro normativo nazionale

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

Il **D.P.C.M. n. 377 del 10 agosto 1988 e s.m.i.** regolamentava le pronunce di compatibilità ambientale di cui alla Legge 349, individuando come oggetto della valutazione i progetti di massima delle opere sottoposte a VIA a livello nazionale e recependo le indicazioni della Dir 85/337/CEE sulla stesura dello Studio di Impatto Ambientale.

Il **D.P.C.M. 27 dicembre 1988** e s.m.i., fu emanato secondo le disposizioni dell'art. 3 del D.P.C.M. n. 377/88, e contiene le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità. Le Norme Tecniche del 1988, ancora oggi vigenti, definiscono, per tutte le categorie di opere, i contenuti degli Studi di Impatto Ambientale e la loro articolazione, la documentazione relativa, l'attività istruttoria ed i criteri di formulazione del giudizio di compatibilità. Lo Studio di Impatto Ambientale dell'opera va quindi redatto conformemente alle prescrizioni relative ai quadri di riferimento programmatico, progettuale ed ambientale ed in funzione della conseguente attività istruttoria.

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

Presentato a valle dei primi anni di applicazione della VIA, il **D.P.R. 12 aprile 1996** costituiva l'atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni, relativamente ai criteri per l'applicazione della procedura di VIA per i progetti inclusi nell'allegato II della Direttiva 85/337/CEE. Il D.P.R. nasceva quindi dalla necessità di dare completa attuazione alla Direttiva europea e ne ribadiva gli obiettivi originari, presentando nell'Allegato A le opere da sottoporre a VIA regionale, nell'Allegato B le opere da sottoporre a VIA per progetti che ricadevano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette. Dal recepimento del D.P.R. seguì un complesso di circa 130 dispositivi legislativi regionali.

Il D.P.R. 12.4.96 è stato successivamente integrato e modificato dal **D.P.C.M. del 03.09.99** "Atto di indirizzo e coordinamento che modifica ed integra il precedente atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.94, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale" e dal **D.P.C.M. 01.09.2000**.

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

Con l'entrata in vigore del "Codice dell'Ambiente" (**DLgs n.152 del 3 aprile 2006**), concernente disposizioni in materia di Valutazione di

Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti, il D.P.R. 12.4.96 e ss.mm.ii. è stato abrogato. Detto termine, già prorogato al 31 gennaio 2007 ai sensi dell'art. 52 del citato D.Lgs n. 152/2006, come modificato dal D.L. 173/2006, convertito, con modifiche, in L. n.228/2006, è stato ulteriormente prorogato al 31 luglio 2007 dal D. L. n. 300/2006, convertito in L. n. 17/2007.

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

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

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

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

Le linee guida integrano i criteri tecnico-dimensionali e localizzativi utilizzati per la fissazione delle soglie già stabilite nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 per le diverse categorie progettuali, individuando ulteriori criteri contenuti nell'allegato V alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, ritenuti rilevanti e pertinenti ai fini dell'identificazione dei progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VIA. L'applicazione di tali ulteriori criteri comporta una riduzione percentuale delle soglie

dimensionali già fissate nel citato allegato IV, ove presenti, con conseguente estensione del campo di applicazione delle disposizioni in materia di VIA a progetti potenzialmente in grado di determinare effetti negativi significativi sull'ambiente.

Le linee guida sono rivolte sia alle autorità cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità per i progetti dell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 (regioni e province autonome, ovvero enti locali), sia ai soggetti proponenti.

Recentemente è entrato in vigore il **Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104** che ha modificato la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Quest'ultima, a sua volta, ha modificato la Direttiva n. 2011/92/UE al fine, tra l'altro, di rafforzare la qualità della procedura di valutazione d'impatto ambientale, allineare tale procedura ai principi della regolamentazione intelligente (*smart regulation*), rafforzare la coerenza e le sinergie con altre normative e politiche dell'Unione, garantire il miglioramento della protezione ambientale e l'accesso del pubblico alle informazioni attraverso la disponibilità delle stesse anche in formato elettronico (considerando nn. 3 e 18). In linea con tali obiettivi il decreto di attuazione introduce nuove norme che rendono maggiormente efficienti le procedure sia di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale sia della valutazione stessa, che incrementano i livelli di tutela ambientale e che contribuiscono a rilanciare la crescita sostenibile. Inoltre il Decreto sostituisce l'articolo 14 della Legge n. 241/1990 in tema di Conferenza dei servizi relativa a progetti sottoposti a VIA e l'articolo 26 del D.Lgs n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) che disciplina il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Ai sensi dell'articolo 2 della Direttiva, il recepimento doveva avvenire entro il 16/05/2017. Nel rispetto di tale previsione il Decreto (art. 23) stabilisce che le disposizioni si applicano ai procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA e ai procedimenti di VIA avviati dal 16/05/2017.

Con riferimento agli impianti eolici, ai sensi del DLgs 152/2006 e s.m.i.:

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e gli impianti eolici ubicati in mare rientrano nell'allegato II alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 e punto 7-bis) e quindi sono sottoposti a VIA statale per effetto dell'art7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006;*
- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW, qualora disposto dall'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'articolo 19, rientrano nell'allegato III alla parte seconda del DLgs 152/2006 (lettera c-bis) sono sottoposti a VIA regionale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006;*

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW rientrano nell'allegato IV alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 lettera d) sono sottoposti a procedura di screening ambientale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006.*

Il DLgs 152/2006 è stato recentemente modificato dal **Decreto-Legge n. 77 del 2021, convertito in legge con la legge 108 del 29 luglio 2021**, che ha introdotto importantissime innovazioni e semplificazioni metodologiche e normative in materia di VIA, sostituendo o integrando le precedenti disposizioni introdotte allo stesso dalla **legge n. 120/2020, di conversione del D.L. n. 76/2020 (Decreto Semplificazioni)** che ha confermato alcune modifiche al Testo Unico dell'Ambiente (D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.) in materia di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e bonifica di siti contaminati.

**La legge 108/2021 introduce 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.**

Ai sensi della legge 108/2021, gli impianti da fonte rinnovabile 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 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;*

**Alle opere di cui all'Allegato 1bis si applicano tutte le disposizioni stabilite dal DL 77/2021 (artt. da 17 a 32), come convertite in legge, contenute nella “Parte II \_ Disposizioni di accelerazione e snellimento delle procedure e di rafforzamento della capacità amministrativa” e del “Titolo I \_ Transizione ecologica e velocizzazione del procedimento ambientale e paesaggistico”.**

Tali strumenti di semplificazione delle procedure amministrative applicabili alle energie da fonti rinnovabili, incidono particolarmente in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, di Autorizzazione Unica ex art 12 del D.lgs 387/2003 e sulle modalità di espressione delle competenze del MIC (Ministero della Cultura).

Innanzitutto, è stata creata una corsia procedimentale per i progetti che concorrono al raggiungimento degli obiettivi indicati dal PNIEC, istituendo ad hoc anche una specifica Commissione Tecnica e sono stati ridotti i tempi per lo svolgimento delle procedure di VIA.

All'Art. 20 il DL 77/2021 ha introdotto una Nuova disciplina della valutazione di impatto ambientale e disposizioni speciali per gli interventi PNRR-PNIEC modificando o integrando l'art. 25 del D.lgs 152/2006 in merito allo svolgimento e alla tempistica del procedimento di Valutazione, **riducendo a 130 giorni il termine per la conclusione del procedimento** a partire dall'avvenuta pubblicazione della documentazione.

**Il Capo V del DL 77/2021 detta anche disposizioni in materia paesaggistica istituendo la Soprintendenza Speciale e introducendo ulteriori misure urgenti per l'attuazione del PNRR.**

L'art 29 istituisce la Soprintendenza speciale per il PNRR:

*“ 1. Al fine di assicurare la più efficace e tempestiva attuazione degli interventi del PNRR, presso il Ministero della cultura è istituita la Soprintendenza speciale per il PNRR, ufficio di livello dirigenziale generale straordinario operativo fino al 31 dicembre 2026.*

*2. La Soprintendenza speciale svolge le funzioni di tutela dei beni culturali e paesaggistici nei casi in cui tali beni siano interessati dagli interventi previsti dal PNRR sottoposti a VIA in sede statale oppure rientrano nella competenza territoriale di almeno due uffici periferici del Ministero. La Soprintendenza speciale opera anche avvalendosi, per l'attività istruttoria, delle Soprintendenze archeologia, belle arti e paesaggio. In caso di necessità e per assicurare la tempestiva attuazione del PNRR, la Soprintendenza speciale può esercitare, con riguardo a ulteriori interventi strategici del PNRR, i poteri di avocazione e sostituzione nei confronti delle Soprintendenze archeologia, belle arti e paesaggio”.*

*Sempre relativamente agli aspetti paesaggistici, il DL 77/2021 disciplina al Capo VI le misure di accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili. In particolare, si cita l'Art. 30 (Interventi localizzati in aree contermini):*

*“1. Al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica contenuti nel PNIEC e nel PNRR, con particolare riguardo all'incremento del ricorso alle fonti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, dopo il comma 3 è inserito il seguente:*

*“3-bis. Il Ministero della cultura partecipa al procedimento unico ai sensi del presente articolo in relazione ai progetti, comprese le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in itinere, ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, nonché nelle*

*aree contermini ai beni sottoposti a tutela ai sensi del medesimo decreto legislativo.*

*2. Nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, localizzati in aree contermini a quelle sottoposte a tutela paesaggistica, il Ministero della cultura si esprime nell'ambito della conferenza di servizi con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere da parte del Ministero della cultura, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione. In tutti i casi di cui al presente comma, il rappresentante del Ministero della cultura non può attivare i rimedi per le amministrazioni dissenzienti di cui all'articolo 14-quinquies della legge 7 agosto 1990, n. 241”.*

#### 1.4.3. Normativa Regionale

La Regione Molise, in attuazione delle Direttive n. 85/337/CEE e n. 87/11/CE e secondo gli atti di indirizzo di cui al D.P.R. 12 aprile 1996 ed al D.P.C.M. 3 settembre 1999, stabilisce, con l'approvazione della Legge Regionale n.21 del 24 marzo 2000, le condizioni, i criteri e le norme tecniche per l'attuazione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, al fine di assicurare che, nell'ambito dei processi decisionali relativi alla realizzazione dei progetti di opere o di interventi ricompresi negli allegati A (successivamente modificato dalla L.R. n.46 del 30 novembre 2000) e B alla Legge, sia, tra l'altro, valorizzato il territorio sotto l'aspetto ambientale, tutelata la salute umana, e conservato l'habitat naturale. Inoltre attraverso la procedura V.I.A., intende valutare gli effetti diretti ed indiretti indotti da ciascun progetto.

Lo Studio di Impatto Ambientale, elaborato facente parte dei documenti istruttori, deve essere redatto secondo le indicazioni riportate nell'allegato C e deve contenere almeno le seguenti informazioni:

- a) descrizione del progetto, con l'indicazione dei parametri ubicativi, dimensionali e strutturali e le finalità dello stesso;
- b) la descrizione dei potenziali effetti sull'ambiente, anche con riferimento ai parametri standard previsti dalla normativa ambientale, nonché ai piani di utilizzazione del territorio;
- c) la rassegna delle relazioni esistenti fra l'opera proposta e norme in materia ambientale, nonché i piani di utilizzazione del territorio;
- d) la descrizione delle misure previste per eliminare o ridurre gli effetti sfavorevoli sull'ambiente.

Al SIA deve essere inoltre allegato un riassunto non tecnico, di agevole interpretazione e riproduzione, contenente tutte le informazioni trasmesse e corredato degli elaborati grafici essenziali.



Secondo quanto stabilito dal D.G.R. 4/2010, la competenza dell'istruttoria delle V.I.A. è a capo del Comitato Tecnico di Valutazione di Impatto Ambientale. La parte amministrativa dell'istruttoria, invece, è a capo dell'ARPA.

1.4.4. La procedura di valutazione ambientale per l'impianto eolico di progetto

L'impianto eolico proposto presenta una potenza complessiva pari a 64,8 MW e rientra pertanto tra gli impianti di cui all'*allegato II* (punto 2) alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006.

**Pertanto il progetto deve essere sottoposto alla procedura di VIA statale per effetto dell'art. 7-bis comma 2 del D.Lgs. 152/2006 (così come aggiornato dal D.Lgs. 104/2017).**

**A tal proposito è stata predisposta tutta la documentazione richiesta dalla normativa regionale e nazionale al fine della valutazione degli impatti correlati con la realizzazione dell'impianto di progetto.**

## 2. UBICAZIONE E PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO E DEL PROGETTO

Si descrivono di seguito le principali caratteristiche dell'area di ubicazione e del progetto, al fine di inquadrare il contesto territoriale in cui ricade l'intervento proposto e le principali opere di cui è composto.

### 2.1. Ubicazione e caratteristiche generali dell'area di impianto.

Il progetto prevede l'installazione di 9 aerogeneratori, ognuno di potenza nominale pari a 7,2 MW per una potenza complessiva di 64,8 MW.

L'aerogeneratore previsto in progetto è il modello V162-7.2 MW della Vestas con altezza al mozzo pari a 119 metri e diametro del rotore pari a 162 metri per un'altezza totale pari a 200 metri.

L'area d'impianto si colloca in località "Guardiola" tra i comuni di Montecilfone e Montenero di Bisaccia in provincia di Campobasso.

Gli aerogeneratori denominati con le sigle WTG02 – WTG03 – WTG04 – WTG05 – WTG06 – WTG07 ricadono nel comune di Montenero di Bisaccia (CB). Gli aerogeneratori denominati con le sigle WTG01 – WTG08 – WTG09, la cabina di raccolta 36 kV e la futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150/36 kV SE Terna sono previsti nel comune di Montecilfone.

Il layout di impianto si sviluppa a nord-ovest del centro abitato di Montecilfone, dal quale dista poco più di 2 km e a sud-est del centro abitato di Montenero di Bisaccia dal quale dista circa 3 km (rif. elaborati della sezione 1 e 3 del progetto).



Figura 1: Vista dell'area di impianto dal comune di Montecilfone.

L'area di impianto è raggiungibile dalla SS483, da sud, dalla SP124, da nord, dalla SP37, da est, e dalla SP 13, da ovest, dalle quali si dirama la viabilità locale che permette di raggiungere le postazioni degli aerogeneratori.

In particolare la postazione dell'aerogeneratore WTG01 è raggiungibile dalla strada comunale di Tavenna e dalla strada Comunale Difesa Montignolfo; le postazioni degli aerogeneratori WTG02, WTG03, WTG05, WTG06, WTG07 sono raggiungibili dalla Strada Comunale Guardiola; la postazione dell'aerogeneratore WTG04 è raggiungibile dalla viabilità locale che si snoda dalla SP13; le postazioni degli aerogeneratori WTG08, WTG09 si raggiungono dalla Strada Vicinale del Mulino raggiungibile dalla SP37.

Gli aerogeneratori saranno serviti da piste di nuova realizzazione che si dipartono dalle suddette strade esistenti. In particolare, in prossimità di ogni aerogeneratore è prevista la realizzazione di una piazzola di

montaggio, una piazzola temporanea di stoccaggio e aree temporanee di manovra e di appoggio per consentire il montaggio del braccio della gru.

La viabilità esistente, in special modo quella locale, necessita di locali adeguamenti per permettere, in fase di cantiere, l'accesso ed il transito ai mezzi di trasporto dei componenti degli aerogeneratori e alle autogru necessarie ai sollevamenti ed ai montaggi dei vari componenti degli aerogeneratori stessi. Al fine di facilitare le operazioni di transito dei mezzi eccezionali e di limitare le opere di allargamento e sistemazione della viabilità esistente, i pezzi di maggior lunghezza ed ingombro, ossia le pale del rotore, saranno trasbordati e trasportati sulle piazzole di montaggio per il tramite di un mezzo speciale chiamato blade-lifter (figura seguente); il blade-lifter consente di trasportare le pale ancorandole ad un mozzo sollevabile e ruotabile all'occorrenza. Tale accortezza permetterà di contenere gli interventi sulla viabilità esistente (sia in termini di aree carrabili, sia in termini di aree da tenere libere da ostacoli) e, in particolare, consentirà il transito dei mezzi con raggi di curvatura molto ridotti rispetto a quelli necessari in caso di trasporto con mezzi tradizionali.

Si specifica che al termine dei lavori di realizzazione del parco eolico, le piazzole di stoccaggio, le aree per il montaggio del braccio gru e l'area di cantiere e trasbordo saranno dismesse prevedendo la rinaturalizzazione delle aree e il ripristino allo stato ante operam.

Riguardo ai collegamenti elettrici, gli aerogeneratori saranno collegati tra di loro mediante un cavidotto AT interrato detto "cavidotto interno" che sarà posato per la gran parte al di sotto della viabilità di progetto di nuova realizzazione e della viabilità esistente ed in minima parte su terreno agricolo.

In particolare, l'impianto eolico sarà suddiviso in tre gruppi di aerogeneratori collegati nel seguente modo:

- Gruppo 1: WTG04 – WTG05 – WTG06
- Gruppo 2: WTG09 – WTG08- WTG07
- Gruppo 3: WTGA02 – WTG03- WTG01

Gli aerogeneratori di ogni gruppo saranno collegati tra di loro mediante un cavidotto in alta tensione AT a 36 kV interrato denominato "cavidotto interno" e che, percorrendo la viabilità di nuova realizzazione ed esistente ed in parte terreno agricolo, trasferisce l'energia prodotta dall'impianto eolico verso la cabina di raccolta a 36 kV di progetto. La cabina di raccolta sarà collegata con un cavidotto in alta tensione a 36 kV interrato, denominato "cavidotto esterno" alla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150/36 kV da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino – Gissi".

Il cavidotto che collega gli aerogeneratori WTG04 – WTG05 – WTG06 con la cabina di raccolta si sviluppa lungo la viabilità di nuova realizzazione, per due tratti su terreno agricolo destinato a seminativo, e segue la SP13 e la strada comunale Guardiola.

Il cavidotto che collega gli aerogeneratori WTG09– WTG08 – WTG07 con la cabina di raccolta si sviluppa per un primo tratto lungo la viabilità di nuova realizzazione, prosegue lungo la strada vicinale del Mulino, prosegue per un tratto su terreno agricolo destinato a seminativo, segue la strada di accesso alla WTG07 e la strada comunale Guardiola.

Il cavidotto che collega gli aerogeneratori WTG02– WTG03 – WTG01 con la cabina di raccolta si sviluppa per un primo tratto lungo la viabilità di nuova realizzazione e poi prosegue lungo la strada comunale Guardiola.

La posa del cavidotto interno in diversi tratti è prevista con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata – TOC. In particolare, al fine di non interferire in alcun modo con il regime idraulico del Torrente Sinarca, del Fosso del Burroide e degli impluvi minori che solcano l'area, è stata prevista la posa del cavidotto tramite TOC per ogni interferenza. Per i dettagli delle interferenze si faccia riferimento alla Relazione Idraulica IT-VESMON-TEN-GEN-TR-06 e relativi allegati.

La futura SE Terna, il cui progetto ha già ottenuto il benestare da parte di Terna, è ubicata nell'area di impianto nei pressi dell'aerogeneratore WTG01.



Figura 1: Area di ubicazione della futura Stazione Elettrica di Trasformazione di Terna S.p.A. a 380/150/36 kV.

Dal punto di vista cartografico l'intervento si inquadra sui seguenti fogli IGM in scala 1:25000:

- 381 I
- 381 IV

Dal punto di vista catastale, la base degli aerogeneratori ricade sulle seguenti particelle:

- Comune di Montenero di Bisaccia (CB)
  - Aerogeneratore WTG02 foglio 79 p.IIa 105
  - Aerogeneratore WTG03 foglio 79 p.IIa 103; foglio 80 p.IIa 135
  - Aerogeneratore WTG04 foglio 77 p.IIa 66
  - Aerogeneratore WTG05 foglio 78 p.IIa 111
  - Aerogeneratore WTG06 foglio 79 p.IIa 6
  - Aerogeneratore WTG07 foglio 80 p.IIa 155
- Comune di Montecilfone (CB)
  - Aerogeneratore WTG01 foglio 8 p.IIe 25-26
  - Aerogeneratore WTG08 foglio 2 p.IIa 6

- Aerogeneratore WTG09 foglio 2 p.la 62

Il cavidotto interno attraversa i seguenti fogli catastali:

- Comune di Montenero di Bisaccia (CB) fogli catastali n. 73,74,77,78,79,80,
- Comune di Montecilfone (CB) fogli catastali nn. 2,3,8,9

Il cavidotto esterno attraversa il foglio catastale 8 del comune di Montecilfone.

La cabina di raccolta a 36 kV ricade nella particella 42 del foglio 8 del comune di Montecilfone.

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e dalle relative fasce di asservimento è riportato nel Piano Particellare di Esproprio allegato al progetto.

## 2.2. Principali caratteristiche dell'impianto

L'impianto eolico di progetto è costituito da 9 aerogeneratori da 7,2 MW di potenza nominale, per una potenza complessiva di 64,8 MW.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

- 9 aerogeneratori;
- 9 cabine di trasformazione poste all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- Opere di fondazione degli aerogeneratori;
- 9 piazzole di montaggio con adiacenti piazzole di stoccaggio;
- Opere temporanee per il montaggio del braccio gru;
- Un'area temporanea di cantiere;
- Due aree temporanee di manovra e trasbordo;
- Nuova viabilità per una lunghezza complessiva di circa 4460 m;
- Viabilità esistente da adeguare per una lunghezza di circa 2030 m;
- Un cavidotto interrato interno in alta tensione a 36 kV per il collegamento tra gli aerogeneratori e tra quest'ultimi e la cabina di raccolta - lunghezza scavo circa 18 Km;
- Una cabina di raccolta con relative opere di accesso e sistemazione esterna;
- Un cavidotto interrato esterno in alta tensione a 36 kV di lunghezza pari a 210 m per il trasferimento dell'energia dalla cabina di raccolta alla futura SE TERNA
- Futura Stazione Elettrica di Trasformazione di Terna S.p.A. a 380/150/36 kV da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino – Gissi".

L'energia prodotta da ogni singolo aerogeneratore viene trasformata in AT a 36 kV dalla cabina di trasformazione posta alla base della torre stessa. Linee in cavo interrato a 36 kV, costituenti il cosiddetto "cavidotto interno", collegheranno fra loro i diversi aerogeneratori e, quindi, proseguiranno verso la cabina di raccolta. La cabina di raccolta attraverso una linea in cavo interrato a 36 kV, definito come "cavidotto esterno", trasferirà l'energia prodotta dall'impianto alla sezione a 36 kV

della futura Stazione Elettrica di Trasformazione di Terna S.p.A. a 380/150/36 kV (anche detta SE Terna) da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino – Gissi".

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- **Opere civili:** plinti di fondazione delle macchine eoliche; realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, ampliamento ed adeguamento della rete viaria esistente e realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione di due aree temporanee di cantiere; realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione della cabina di raccolta e delle opere civili per la connessione alla RTN.
- **Opere impiantistiche:** installazione degli aerogeneratori con relative apparecchiature di trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra gli aerogeneratori e la stazione di trasformazione. Realizzazione degli impianti di terra delle turbine. Realizzazione delle opere elettriche ed elettromeccaniche della cabina di raccolta e delle opere di connessione alla RTN.

Al termine dei lavori di realizzazione del parco eolico, le piazzole di stoccaggio e le aree per il montaggio del braccio gru saranno dismesse prevedendo la rinaturalizzazione delle aree ed il ripristino allo stato ante operam. In fase di esercizio, quindi, rimarranno le sole piazzole di montaggio.

### 3. AMBITO TEMATICO DEL PROGETTO: STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E IL CLIMA

Come premesso al capitolo 1 nel paragrafo dedicato all'impianto metodologico della presente relazione, 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 è operata pertanto la selezione e identificazione del complesso di strumenti che, con riferimento ai suddetti ambiti tematici, risultano rilevanti ai fini della rappresentazione delle relazioni Opera/Piano.

Si partirà in questo capitolo dalla programmazione specifica dell'ambito in cui si inquadra il progetto – **Clima e Energia da Fonti Rinnovabili** – descrivendo le relazioni e i rapporti di coerenza esistenti con 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).

Si ritiene utile anticipare la sintesi di quanto si potrà leggere nel presente capitolo.

Dai dati di Terna (cfr. dati del sistema Gaudi, *Gestione Anagrafica Unica degli Impianti e Unità di Produzione*) si rileva che **la potenza eolica installata in Italia al 30 giugno 2021 sia di quasi 11 GW.**

Rispetto al 01 gennaio 2020 si sono installati poco **meno di 1 GW** di impianti eolici e oggi abbiamo appena 3 GW in più rispetto a quasi dieci anni fa (nel 2012 avevamo 8 GW di capacità operativa).

Si tratta di una potenza eolica che dovrà quasi raddoppiare entro il 2030 e rendere operativi almeno nuovi 9 GW, quindi una media di circa un gigawatt all'anno. **Almeno 1 GW all'anno mentre in due anni e mezzo non siamo riusciti ad installare nemmeno 1 GW!**

#### 3.1. Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima

##### 3.1.1. Gli Accordi Internazionali

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

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

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.

Il cosiddetto **Accordo di Parigi sul clima** 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.

Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; 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".

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 New 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**.

Di seguito, si accenna brevemente ai principali atti e accordi internazionali.

#### 3.1.2. Il Protocollo di Kyoto

Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo di Kyoto.

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

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

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

Questo è uno strumento finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi.

Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere tali "crediti" a un paese o una società che non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie.

Un vantaggio ulteriore del meccanismo verrebbe anche dal trasferimento di tecnologie e competenze innovative in questi paesi, attraverso i meccanismi di Joint implementation (JT) e di Clean Development Mechanism (CDM).

Per l'Italia il ricorso ai CDM è molto importante al fine di raggiungere i propri obiettivi di riduzione e il Ministero dell'Ambiente ha stanziato un fondo per l'acquisto dei "certificati di riduzione delle emissioni" (CER) che si creano a partire dai progetti che apportano benefici reali, misurabili e in relazione alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

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

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

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

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

#### 3.1.3. L'accordo di Parigi sul Clima

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 non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo.

Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; l'obiettivo di diminuzione delle emissioni climalteranti sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO<sub>2</sub> (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO<sub>2</sub>) 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 Cop 19, a Varsavia, che «potrebbe essere ampliato o rafforzato». Il testo «riconosce l'importanza» di interventi per «incrementare la comprensione, l'azione e il supporto», ma non può essere usato, precisa il paragrafo 115 della decisione, come «base per alcuna responsabilità giuridica o compensazione».
- **Finanziamenti** - L'articolo 9 chiede ai Paesi sviluppati di «fornire risorse finanziarie per assistere» quelli in via di sviluppo, «in continuazione dei loro obblighi attuali». Più in dettaglio, il paragrafo 115 della decisione «sollecita fortemente» questi Paesi a stabilire «una roadmap concreta per raggiungere l'obiettivo di fornire insieme 100 miliardi di dollari l'anno da qui al 2020», con l'impegno ad aumentare «in modo significativo i fondi per l'adattamento».

- **Trasparenza** - L'articolo 13 stabilisce che, per «creare una fiducia reciproca» e «promuovere l'implementazione» è stabilito «un sistema di trasparenza ampliato, con elementi di flessibilità che tengano conto delle diverse capacità».

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

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

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

Il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie sopracitate, in quanto prevede una produzione di energia da fonte inesauribile e rinnovabile e con emissioni nulle di CO<sub>2</sub> in atmosfera, con conseguenti benefici ambientali e con un sensibile contributo al raggiungimento degli obiettivi sostenuti dall'UE.

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.

### 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) il 12/12/2015;
- il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008;
- Il Quadro per le politiche dell'energia e del clima dal 2020 al 2030 - COM(2014) 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 New Deal Europeo COM(2019) 640;
- La Pandemia e 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 Invernale" rappresenta una delle più ampie e complesse iniziative adottate nell'ambito energetico: si articola infatti in ventuno provvedimenti, tra cui otto proposte legislative di modifica delle direttive esistenti.

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

L'implementazione delle nuove proposte di direttive potrebbe quindi consentire, secondo quanto sostenuto dalla Commissione, di trasformare la transizione in una concreta opportunità per tutta l'economia europea arrivando a mobilitare fino a 177 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati all'anno dal 2021, con una stima di

aumento del PIL dell'1% nel prossimo decennio e la creazione di 900.000 nuovi posti di lavoro.

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

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

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

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

Il percorso di approvazione e attuazione, tuttavia, è lento e complesso, e ancora oggi nessuno dei provvedimenti presentati in tale contesto sembra ancora aver visto la luce.

### 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 3.1.3, **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 CO<sub>2</sub> 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 un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuta a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

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

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

Gli obiettivi chiave per il 2030 sono:

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

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

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

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

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

Per conseguire l'obiettivo:

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

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

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. Direttiva Energie Rinnovabili

La Direttiva Energie Rinnovabili, adottata mediante codecisione il 23 aprile 2009 (*Direttiva 2009/28/CE*, recante abrogazione delle *Direttive 2001/77/CE* e *2003/30/CE*), ha stabilito che una quota obbligatoria del 20% del consumo energetico dell'UE deve provenire da fonti rinnovabili entro il 2020, obiettivo ripartito in sotto-obiettivi vincolanti a livello nazionale, tenendo conto delle diverse situazioni di partenza dei paesi. Inoltre, tutti gli Stati membri sono tenuti, entro il 2020, a derivare il 10% dei loro carburanti utilizzati per i trasporti da fonti rinnovabili.

La direttiva ha altresì stabilito i requisiti relativi ai diversi meccanismi che gli Stati membri possono applicare per raggiungere i propri obiettivi (regimi di sostegno, garanzie di origine, progetti comuni, cooperazione tra Stati membri e paesi terzi), nonché criteri di sostenibilità per i biocarburanti.

Nel 2010, gli Stati membri hanno adottato Piani d'Azione Nazionali per le energie rinnovabili.

La Commissione ha proceduto ad una valutazione dei progressi compiuti dagli Stati membri nel conseguimento dei loro obiettivi per il 2020 relativi alle energie rinnovabili nel 2011 (COM(2011)0031), nel 2013 (COM(2013)0175) e nel 2015 (COM(2015)574).

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

**Il 17 gennaio 2018 il Parlamento Europeo ha approvato la nuova Direttiva europea sulle energie rinnovabili per il periodo 2020-2030, la**

quale riporta i nuovi obiettivi per l'efficienza energetica e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Essa, infatti, fissa al 35% il target da raggiungere entro il 2030 a livello comunitario, sia per quanto riguarda l'obiettivo dell'aumento dell'efficienza energetica, sia per la produzione da fonti energetiche rinnovabili, che dovranno rappresentare una quota non inferiore al 35% del consumo energetico totale.

Gli obiettivi appena introdotti con la nuova Direttiva non saranno però vincolanti a livello nazionale, ma solo indicativi: i singoli Stati saranno infatti chiamati a fissare le necessarie misure nazionali in materia di energia, in linea con i nuovi target, ma non verranno applicate sanzioni nei confronti di quei Paesi che non dovessero riuscire a rispettare i propri obiettivi energetici nazionali, nel caso in cui sussistano "circostanze eccezionali e debitamente giustificate".

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

#### 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.**

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

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

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

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

**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 New Deal Europeo COM(2019)640

L'11 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, ovvero il compito che definisce la nostra generazione.

Ogni anno che passa l'atmosfera si riscalda e il clima cambia; degli otto milioni di specie presenti sul pianeta un milione è a rischio di estinzione. Assistiamo all'inquinamento e alla distruzione di foreste e oceani.

**Il Green Deal europeo è la risposta a queste sfide.**

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 essere **giusta e inclusiva**.

Deve mettere al primo posto le persone e tributare particolare attenzione alle regioni, alle industrie e ai lavoratori che dovranno affrontare i problemi maggiori.

Poiché la transizione determinerà cambiamenti sostanziali, la partecipazione attiva dei cittadini e la fiducia nella transizione sono fondamentali affinché le politiche possano funzionare e siano accettate.

È necessario un nuovo patto che riunisca i cittadini, con tutte le loro diversità, le autorità nazionali, regionali, locali, la società civile e l'industria, in stretta collaborazione con le istituzioni e gli organi consultivi dell'UE.

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

I leader dell'UE hanno ribadito il loro impegno a svolgere un **ruolo guida nella lotta globale contro i cambiamenti climatici.**

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.

La legge europea sul clima

Con la legge europea sul clima, la Commissione propone di **introdurre nella legislazione l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050** e di definire il quadro necessario per raggiungerlo.

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

Nel settembre 2020 la Commissione ha modificato la sua proposta iniziale sulla legge europea sul clima per includere un obiettivo riveduto di riduzione delle emissioni UE di **almeno il 55 % entro il 2030**.

Nel dicembre 2020 il **Consiglio europeo** ha approvato l'obiettivo in materia di emissioni proposto dalla Commissione e ha chiesto una **rapida adozione della legge sul clima**.

Il Consiglio "Ambiente" ha raggiunto un accordo in merito a un **orientamento generale parziale** sulla legge europea sul clima nella sessione di ottobre 2020.

Il Consiglio ha convenuto che l'obiettivo della neutralità climatica a livello dell'Unione entro il 2050 dovrebbe essere perseguito collettivamente da tutti gli Stati membri.

Ha sottolineato l'importanza di promuovere sia **l'equità che la solidarietà** tra gli Stati membri, come anche **l'efficacia in termini di costi**, nel conseguimento dell'obiettivo della neutralità climatica.

Le misure e le strategie incidono su diversi settori.

Le aree di intervento del Green New Deal riguardano:

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

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

### 3.2.8. 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.

**Gli Stati membri avevano l'obbligo di redigere e presentare i rispettivi piani nazionali per l'energia e il clima entro la fine del 2019.**

In linea con il regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima, i piani in questione dovrebbero prevedere contributi nazionali ambiziosi al conseguimento degli obiettivi dell'UE.

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

Bene le rinnovabili e le emissioni, meno bene l'efficienza.

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

Le analisi preliminari di Eurostat indicano peraltro che al 2020 l'obiettivo della Ue per le rinnovabili (20%) sarà superato di almeno 2,5 punti percentuali.

Quanto alle emissioni di gas-serra, la valutazione dei PNIEC - contenuta in una comunicazione - mostra alla fine del decennio una riduzione del 41% rispetto al 1990, contro un target del 40%.

Il punto dolente è però l'efficienza energetica, che a fronte di un obiettivo di riduzione dei consumi del 32,5% al 2030 non supererà il 29,7% per l'energia primaria e il 29,4% per quella finale, con scostamenti del, rispettivamente, 2,8 e 3,1%.

Per colmare il divario, annuncia Bruxelles, saranno adottate nuove misure, in particolare la Renovation Wave per l'edilizia e il riesame e l'eventuale revisione della stessa direttiva sull'efficienza.

Ciò contribuirà al processo per rendere più ambiziosi gli obiettivi 2030 in materia di clima, in relazione al quale entro il giugno 2021 la Commissione riesaminerà e, se necessario, proporrà di rivedere la pertinente normativa in materia di energia.

L'aggiornamento dei piani nazionali per l'energia e il clima da parte degli Stati membri, il cui avvio è previsto nel 2023, dovrebbe tener conto dei nuovi obiettivi in materia di clima.

La Commissione continuerà ad assicurare che tutta la legislazione pertinente sia applicata rigorosamente.

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

Le fonti di energia rinnovabili avranno un ruolo essenziale, come pure l'aumento della produzione eolica offshore, grazie alla cooperazione regionale tra gli Stati membri.

L'integrazione intelligente delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e altre soluzioni sostenibili in tutti i settori contribuiranno a conseguire la decarbonizzazione al minor costo possibile.

La rapida diminuzione del costo delle energie rinnovabili, unita a una migliore definizione delle politiche di sostegno, ha già ridotto l'impatto delle energie rinnovabili sulle bollette energetiche delle famiglie.

Entro la metà del 2020 la Commissione presenterà misure atte a favorire l'integrazione intelligente.

Contestualmente sarà facilitata la decarbonizzazione del settore del gas, anche migliorando il sostegno allo sviluppo di gas decarbonizzati grazie a una progettazione lungimirante di un mercato competitivo del gas decarbonizzato e a misure per affrontare il problema delle emissioni di metano connesse all'energia.

**È necessario affrontare il rischio della povertà energetica** per le famiglie che non possono permettersi i servizi energetici fondamentali in modo da garantire un tenore di vita dignitoso.

Programmi efficaci, quali i regimi di finanziamento alle famiglie per la ristrutturazione delle abitazioni, possono ridurre le bollette energetiche tutelando l'ambiente.

Nel 2020 la Commissione pubblicherà orientamenti per aiutare gli Stati membri ad affrontare il problema della povertà energetica.

**La transizione verso la neutralità climatica richiede inoltre infrastrutture intelligenti.**

Una maggiore cooperazione transfrontaliera e regionale contribuirà a conseguire i benefici della transizione verso l'energia pulita a prezzi accessibili.

Dovrà essere riesaminato il quadro normativo per le infrastrutture energetiche, compreso il regolamento TEN-E12, per assicurare la coerenza con l'obiettivo della neutralità climatica.

Il quadro rivisto dovrà promuovere la diffusione delle tecnologie e infrastrutture innovative, quali le reti intelligenti, le reti a idrogeno o la cattura, lo stoccaggio e l'utilizzo del carbonio e lo stoccaggio di energia, consentendo inoltre un'integrazione settoriale.

Alcune infrastrutture e risorse esistenti dovranno essere ammodernate per rimanere idonee allo scopo e resilienti ai cambiamenti climatici.

### 3.3. Strategie e strumenti di 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.

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

Sul fronte delle fonti energetiche rinnovabili, soltanto nella seconda metà del trascorso decennio, soprattutto a seguito degli indirizzi dell'UE in materia, nel Paese si è verificato un deciso sviluppo delle FER, segnatamente di quella eolica e fotovoltaica.

Particolari condizioni geoclimatiche di alcune aree centro-meridionali ed insulari hanno favorito la realizzazione di wind farm in alcuni casi di notevoli dimensioni.

Tuttavia la difficile valutazione di impatto ambientale e un quadro normativo non completamente coerente ed esaustivo hanno creato negli ultimi anni una situazione di stallo.

L'Italia aveva indicato, quale obiettivo realistico al 2010, una produzione interna lorda di elettricità da fonti rinnovabili pari a 76 GWh ed una percentuale di produzione da fonti rinnovabili del 22%. Difatti tale



obiettivo è stato centrato, essendo la produzione di interna lorda di elettricità arrivata nel 2010 a 76,96 GWh.

	1990 TOTALE (Mt CO <sub>2</sub> eq)	2005 TOTALE (Mt CO <sub>2</sub> eq)	2012 TARGET % anno base 1990	2012 TARGET (Mt CO <sub>2</sub> eq)	2020 TARGET % anno base 1990	2020 TARGET (Mt CO <sub>2</sub> 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 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 dovranno essere ridotte le emissioni di CO2 del 13 % rispetto al 2005 nei soli settori non soggetti alla direttiva Emission Trading System (ETS (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MW, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta e vetro) ovvero trasporti, edilizia, servizi, agricoltura, rifiuti e piccoli impianti industriali.

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

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

È noto che l'Italia ha già raggiunto nel 2016 gli obiettivi. Attualmente la quota di consumo di energia da fonte rinnovabile si aggira intorno al 17,5%.

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

Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;

Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;

Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;

La Strategia Energetica Nazionale 2017, adottata con DM del 10 novembre 2017;

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) adottato il 31/12/2018;

Atti normativi di recepimento delle Direttive Comunitarie;

Il Green New Deal Italiano, la pandemia e il PNRR.

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

### 3.3.1. Piano Energetico Nazionale

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

il risparmio energetico, tramite un sistema di misure in grado di migliorare i processi produttivi e sostituire alcuni prodotti con altri simili, ma caratterizzati da un minore consumo energetico, e di assicurare la razionalizzazione dell'utilizzo finale;

la tutela dell'ambiente attraverso lo sviluppo di energie rinnovabili e la riduzione dell'impatto sul territorio e delle emissioni inquinanti derivanti dalla produzione, lavorazione e utilizzo dell'energia.

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

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

Da un punto di vista programmatico, l'art. 5 della Legge sanciva l'obbligo per le Regioni e le Province autonome di predisporre Piani Regionali e Provinciali contenenti indicazioni in merito all'uso di fonti rinnovabili di energia.

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

### 3.3.2. Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente

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

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

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

La Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente 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 coinvolge le amministrazioni centrali e locali, i partner economici e sociali, gli operatori e gli utenti.

L'Accordo definisce le norme e gli obiettivi generali della nuova politica energetica sulla base di alcune priorità, tra cui:

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

### 3.3.3. Legge n. 239 del 23 agosto 2004

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

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

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

- la diversificazione delle fonti di energia;
- l'aumento dell'efficienza del mercato interno attraverso procedure semplificate e la riorganizzazione del settore dell'energia;
- il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, allo scopo di promuovere la competitività e la riduzione dei prezzi;
- la suddivisione 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 i seguenti:

- garantire la sicurezza, la flessibilità e la continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto (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. Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017

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

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

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

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

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

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

- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- **fonti rinnovabili:** 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- **riduzione del differenziale di prezzo dell'energia:** contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- **cessazione della produzione di energia elettrica da carbone** con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- **razionalizzazione del downstream petrolifero**, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- **Azioni verso la decarbonizzazione al 2050:** rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- **raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy:** da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- **nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità**, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- **riduzione della dipendenza energetica dall'estero** dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

### 3.3.5. Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee

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

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

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

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

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

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

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

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

**Per la Regione Molise, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 10,8 %, il decreto prevedeva di raggiungere nel 2020 l'obiettivo del 35 % 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
<b>Italia</b>	<b>5,3</b>	<b>8,2</b>	<b>9,3</b>	<b>10,6</b>	<b>12,2</b>	<b>14,3</b>

Tabella 2 - Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili Fonte: D.M. 15/3/2012, Tabella A

### 3.3.6. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

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 onshore, il PNIEC fissa un obiettivo minimo di realizzazione di 15,69 GW al 2025 e di 18,4 GW al 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
di cui off-shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
di cui CSP	0	0	250	880
<b>Totale</b>	<b>52.258</b>	<b>53.259</b>	<b>66.159</b>	<b>93.194</b>

Tabella 3 - Definizione degli obiettivi del PNIEC al 2030

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

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

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

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

Le misure proposte nel PNIEC appaiono dunque in linea con gli obiettivi previsti.

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

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

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

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

Sulla bontà dei rilievi sull'accoglimento o meno delle raccomandazioni europee, invece, non resta che monitorare la graduale implementazione delle misure contemplate nel Piano.

### 3.3.7. Il Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR

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

L'Italia sembra aver imboccato la strada giusta, come dimostra il fatto che **tra il 1990 e il 2018 le emissioni di gas serra siano calate del 17 per cento**, passando da 516 a 428 milioni di tonnellate di CO2 equivalente.

Lo fa sapere l'Ispra, precisando che **il nostro Paese brilla soprattutto per l'impiego delle fonti rinnovabili** e per un'industria che negli ultimi anni ha imparato a usare in modo più efficiente l'energia.

Dal 1990 sono scese del 13 per cento anche le emissioni di gas serra legate ad agricoltura e allevamento; all'interno di questa categoria, l'impatto più pesante (addirittura l'80 per cento) è dovuto al bestiame bovino.

In controtendenza, però, rispetto al 1990 sono addirittura aumentate del 2 per cento le emissioni di gas climalteranti dovute all'**energia** e ai **trasporti** e non stiamo parlando di categorie residuali, perché messe insieme rappresentano la metà delle emissioni climalteranti.

In altre parole, finora l'Italia ha lavorato per ridurre il proprio impatto sul clima, ma da qui al 2050 dovrà fare molto di più: dovrà azzerarlo. Il che impone di **agire in modo molto più coraggioso**.

Fin qui i problemi che si mostrano in tutta la loro complessità.

L'Italia, così come qualsiasi altro paese membro, non può certo pensare di affrontarli da sola.

È per questo che il Green Deal europeo comprende anche una serie di **strumenti** finanziari e operativi.

Uno dei più noti è il **meccanismo per una transizione giusta**, che si propone di "non lasciare indietro nessuno", cioè di accompagnare verso un futuro più verde anche i territori che tuttora sono dipendenti da un'economia fossile.

Tutto ciò salvaguardando i posti di lavoro, trasferendo competenze più al passo con i tempi, riconvertendo i vecchi siti produttivi.

La promessa è quella di mobilitare almeno 150 miliardi di euro nel periodo 2021-2027: in parte fondi stanziati dall'Unione stessa e dagli Stati, in parte investimenti privati.

Non c'è ancora certezza su quanti spetteranno all'Italia, né sui territori specifici a cui saranno indirizzati.

Ma nei documenti di lavoro preliminari della Commissione si fa riferimento all'Ilva di Taranto e al **bacino carbonifero del Sulcis**, in Sardegna.

Nel frattempo è arrivata la **pandemia**, e con lei una **crisi economica epocale** e la sfida quindi è diventata duplice: **far ripartire il sistema, e farlo in un'ottica di sviluppo sostenibile**.

Nel discorso sullo Stato dell'Unione del 16 settembre, la presidente della Commissione europea Ursula von der Leyen si è dimostrata molto motivata in merito.

#### ➤ Il Next Generation EU

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

Noto anche con il nome di **“recovery fund”** o **“fondo per la ripresa”**, è uno strumento che si va ad aggiungere al bilancio europeo, e porta con sé **due buone notizie** per chi spera in una ripresa sostenibile del nostro paese.

La prima: all'Italia andrà la fetta più ampia, pari a **209 miliardi di euro** (81,4 in sussidi e 127,4 in prestiti).

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

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

L'ha annunciato la stessa Von Der Leyen a settembre, specificando anche i **“progetti faro”** su cui focalizzare gli investimenti:

**energie pulite, idrogeno, ristrutturazioni edilizie e punti di ricarica per veicoli elettrici.**

La vera ripartenza passa per la sostenibilità

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

- **Next Generation Italia \_ Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**, cosiddetto Recovery Plan

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

Il **PNRR** (ultima revisione) trasmesso in Europa per la valutazione è stato approvato il 26 aprile 2021 dal Consiglio dei Ministri del Governo Draghi.

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

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

- 191,5 della Recovery and Resilience Facility;
- 31 dal Fondo complementare
- 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 attesta a 182,7 miliardi, compresa l'anticipazione del Fondi nazionali sviluppo e coesione per 15,8 miliardi.

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

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

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

**La ripartizione delle risorse per Mission è la seguente:**

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

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

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

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

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

- Nella versione definitiva del Piano ci sono quattro componenti sul tema:
- **impresa verde ed economia circolare**, con un budget pari a 6,97 miliardi,
  - **transizione energetica** e mobilità sostenibile, che potrà contare su **25,36 miliardi**,
  - **efficienza energetica e riqualificazione degli edifici**, con 22,24 miliardi,
  - **tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica**, con una dotazione di 15,37 miliardi.

Il PNRR rappresenta una straordinaria occasione di rilancio degli investimenti nel nostro Paese.

**La parola chiave dei Recovery Plan di tutti i Paesi europei è “Riforme”**. Riforme che non vanno solo indicate in modo vago né dovrebbero essere sintetizzate in poche parole, ma che occorre spiegare nel dettaglio, dal momento che la Commissione europea le considera parte integrante del Piano.

**Quelle previste nel Piano di Draghi sono suddivise tra: riforme orizzontali, abilitanti e settoriali.**

Le riforme orizzontali, o di contesto, riguardano innanzitutto Pubblica amministrazione e giustizia.

A queste si aggiungono riforme abilitanti, destinate a garantire attuazione e massimo impatto agli investimenti, tra cui si annoverano le

misure di semplificazione e razionalizzazione della legislazione e quelle per la promozione della concorrenza.

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

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

**A seguire, è stato** pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 129 del 31 maggio il **Decreto Legge 31/05/2021 n.77**, detto Decreto Semplificazioni bis, convertito in legge con la **legge 108 del 29 luglio 2021**, recante **“Governance del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”**.

**Come premesso, la 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.**

### 3.3.8. Normativa specifica in materia energetica

La legislazione italiana fa riferimento essenzialmente alla Legge 9/1991, alla Legge 10/1991, che disciplinano la pianificazione energetica a livello nazionale e regionale, e al Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, noto come decreto Bersani.

In particolare il decreto Bersani, all'interno di una riforma complessiva del settore elettrico nazionale, si occupa della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili all'art.11.

In questo articolo viene richiamata la necessità, anche con riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto, di **“incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali”**.

A tal fine, ai produttori di energia elettrica viene fatto obbligo di immettere in rete, fin dal 2001, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili mediante impianti nuovi o ripotenziati in data successiva all'entrata in vigore del decreto stesso.

Il citato **“Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra”**, approvato con la delibera CIPE del 19 dicembre 2002 e previsto nella legge di ratifica del protocollo di Kyoto, descrive le politiche e le misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo, volte all'incentivazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, e prevede la possibilità di fare ricorso ai meccanismi di flessibilità di Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

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

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

### 3.3.8.1. Il D.lgs 387/2003

**A fine dicembre 2003 è stato emanato il Decreto Legislativo n. 387 in recepimento della direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (GU n. 25 del 31/01/2004).**

**Tale decreto introduce una semplificazione molto interessante delle procedure amministrative per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili.**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.3.8.3. I meccanismi Incentivanti

L'art. 11 del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1/4/1999.

I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota.

I certificati verdi sono lo strumento con il quale tali soggetti devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo e quindi costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile.

Si crea infatti un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di elettricità con impianti aventi diritto ai certificati verdi.

L'accesso al meccanismo dei certificati è stato possibile per gli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2012 o, in casi particolari, per quelli entrati in esercizio entro il 30 aprile del 2013.

Con l'attuazione dell'art. 24 del D.Lgs. 28/2011 e l'introduzione dei decreti ministeriali 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012 il sistema degli incentivi è radicalmente cambiato.

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

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

- **Accesso diretto**, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- **Iscrizione a Registri**, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale

ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende accedere agli incentivi;

- **Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento**, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico per gli interventi di rifacimento, relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende richiedere gli incentivi;
- **Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso**, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Con i successivi due decreti citati, tali meccanismi e requisiti di accesso sono stati poi perfezionati e modificati in alcune parti.

L'ultimo decreto emanato, il cosiddetto Decreto FER 1 (DM 4 luglio 2019 in vigore dal 10 agosto 2019), introduce nuovi meccanismi d'incentivazione per gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e a gas di depurazione.

### 3.3.8.4. Il DM 4 luglio 2019

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

L'obiettivo della norma è sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili per il raggiungimento dei target europei al 2030 definiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), attraverso la definizione di incentivi e procedure indirizzati a promuovere l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità, sia in termini ambientali che economici, del settore.

Il provvedimento, in particolare, incentiva la diffusione di impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e a gas di depurazione.

La disciplina contenuta nel Nuovo DM FER è in gran parte simile a quella prevista nel DM 2016.

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

Un cambiamento significativo è rappresentato dalle nuove soglie di potenza discriminanti l'accesso agli incentivi mediante iscrizione nei registri rispetto alla partecipazione alle aste al ribasso.

Tale soglia, che ai sensi del DM 2016 era di 5 MW di potenza per tutte le fonti, è stata ridotta a 1 MW; tale novità viene giustificata facendo riferimento ai risultati dei registri ex DM 2016 che hanno visto in molti casi la saturazione dei contingenti.

Altro elemento di novità è il raggruppamento degli impianti in due categorie distinte per fonte energetica, ciascuna delle quali concorrerà nel medesimo registro o nella medesima procedura d'asta.

Tali categorie sono (A) eolico e fotovoltaico, (A-2) solo per i registri, impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di eternit, e (B) idroelettrico e impianti alimentati a gas.

Ad esse si affianca poi la terza categoria degli impianti oggetto di rifacimento; anche in questo caso la scelta è orientata dalla possibilità di far competere diverse categorie di impianti con analoghe potenzialità di riduzione dei costi.

Sono previsti sette round di registri e aste, vale a dire uno ogni 4 mesi a partire dal primo a settembre 2019 e terminando con l'ultimo a settembre 2021.

Viene infine introdotta la possibilità di partecipare alle aste ed ai registri anche agli aggregati costituiti da più impianti appartenenti al medesimo gruppo e che abbiano nel caso dei registri una potenza unitaria superiore a 20 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW, e per le aste una capacità unitaria tra i 20 kW e i 500 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW.

Sia per le aste che per i registri è stato introdotto, tra i criteri di priorità, l'antiorità della data ultima di completamento della domanda di partecipazione alla procedura; i partecipanti dovranno quindi, a parità di requisiti con altri progetti, cercare di formalizzare la propria partecipazione nel minor tempo possibile al fine di guadagnare ulteriori possibilità di risultare aggiudicatari.

Per quanto riguarda le tariffe, è confermato che gli impianti che entreranno in esercizio entro 1 anno dall'entrata in vigore del Nuovo DM FER, beneficeranno dalle tariffe più alte previste dal DM 2016.

#### 3.4. Ambito Tematico del progetto \_ Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Molise

Per quanto riguarda la Regione Molise, con la Legge Regionale n.23 del 16 dicembre 2014, al fine di consentire una corretta applicazione della normativa statale in materia di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, la Giunta regionale, si dà sei mesi entro i quali predisporre e trasmettere il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) al Consiglio Regionale per l'approvazione.

Il Consiglio regionale, su proposta della Giunta regionale, adotta altresì gli atti di programmazione volti ad individuare aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti ai sensi dell'articolo 12, comma 10, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e nel rispetto dei principi e criteri di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico del 10 settembre 2010 (Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili).

Con la Delibera del Consiglio Regionale n.133 del 11 luglio 2017 viene approvato il Piano Energetico e Ambientale Regionale (PEAR).

La strategia energetica regionale si fonda su una serie di linee di azione che prevedono un impulso alla crescita economica e sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico e che possono essere sinteticamente elencate come segue:

- riduzione dei consumi da fonte fossile (presente soprattutto nel settore civile); la pianificazione energetica deve favorire tale approccio;
- capacità di supportare l'intervento di tutti gli operatori locali, in un quadro rinnovato di impegno concreto delle istituzioni sui temi dell'energia;
- messa in atto di un processo di trasformazione del modello economico di riferimento attraverso la diffusione della generazione distribuita su impianti di piccola taglia che intercettano una riduzione delle economie di scala e che sono capaci di interconnettere una penetrazione coerente delle fonti rinnovabili;
- azioni di efficienza energetica sono tali da favorire la competitività del sistema produttivo in un'ottica di sviluppo territoriale;
- ricadute degli interventi, che utilizzano risorse locali, devono ripercuotersi nello sviluppo territoriale stesso.

In linea con i principi della SEN, la Regione Molise intende perseguire gli obiettivi di promuovere l'efficienza energetica e lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, con un superamento degli obiettivi europei e, a cascata, del Burden Sharing. Per quanto riguarda la Regione Molise, l'obiettivo assegnato è quello di raggiungere il 35% di utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia rispetto al consumo finale lordo. Per l'anno 2013 risulta una copertura da fonte rinnovabile pari al 34,7%, contro un obiettivo al 2020 del 35%. Per effetto di una forte crescita della produzione da fonte rinnovabile e di una diminuzione dei consumi finali lordi, l'obiettivo regionale al 2020 può dirsi pertanto quasi raggiunto.

Il Bilancio Energetico della Regione Molise riportato nel PEAR, fornisce la base di partenza per la programmazione energetica regionale; i dati di riferimento assunti indicano, come visto:

- obiettivi FER 2020 già raggiunti;
- larga disponibilità di energia elettrica e quindi problemi e criticità nella gestione del sistema elettrico;
- un potenziale ancora da sfruttare per le rinnovabili termiche al momento, meno utilizzato rispetto a quello delle rinnovabili elettriche.

A partire da questa situazione il PEAR ha delineato due scenari di evoluzione dei consumi al 2020; secondo lo scenario migliore, attuando a pieno l'efficienza energetica e incrementando la produzione da fonte rinnovabile di 55 ktep (55.000 tonnellate di petrolio equivalente), si potrebbe raggiungere il traguardo del 50% di fonte rinnovabile sui consumi finali lordi.

La Regione Molise prevede una serie di strumenti per la realizzazione della propria politica energetica (PEAR) volti all'eliminazione delle barriere esistenti per uno sviluppo coerente dei temi di efficienza energetica e di fonti rinnovabili di energia. Tra gli obiettivi strategici:

- raggiungere entro il 2020 gli obiettivi europei su clima ed energia;
- raggiungere gli obiettivi del nuovo Quadro strategico per il 2030, ovvero di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40% entro il 2020;
- raggiungere l'obiettivo Roadmap 2050, ovvero ridurre le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050;
- ridurre i consumi energetici e aumentare l'efficienza energetica di infrastrutture, strumenti, processi, mezzi di trasporto e sistemi di produzione di energia;
- incrementare l'efficienza energetica in edilizia e realizzare edifici a ridotto consumo energetico;
- promuovere sistemi di produzione e distribuzione energetica ad alta efficienza;
- incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Inoltre il PEAR si pone l'obiettivo strategico di promuovere la salvaguardia, la gestione e la pianificazione dei paesaggi al fine di conservare o di migliorarne la qualità. Le Misure del Piano finalizzate a incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili avranno infatti ricadute sugli obiettivi diretti a promuovere la salvaguardia e la gestione delle risorse paesaggistiche del territorio.

Per quanto riguarda nello specifico l'energia eolica è stata stimata la potenza di impianti eolici installabile nel breve-medio periodo. Tale stima che discende, oltre che dall'analisi del territorio e dalle considerazioni di tutela, dalla riverifica delle concessioni richieste e già accordate, consente di affermare che, entro il 2020 si verificherà un incremento di potenza degli impianti eolici di ulteriori 330 MW, con una produzione che può raggiungere i 1300 GWh, dai 683 GWh attuali.

Il PEAR ribadisce, come evidenziato precedentemente, che la disciplina per gli insediamenti di impianti di produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile nel territorio della regione Molise è individuata dalla L.R. 7 agosto 2009, n.22 e s.m.i. (L.R. 23 dicembre 2010, n.23), dalla (All. A.16; All. 3) e dalla L.R. 16 dicembre 2014, n.23. Nello specifico il PEAR, dà indicazioni circa i siti non idonei all'installazione degli impianti eolici, in totale coerenza con quanto riportato nelle Linee Guida del 2011.

Inoltre, il PEAR fornisce anche alcune indicazioni per:

- la valutazione dell'impatto nelle aree sensibili per l'avifauna e l'adozione di misure specifiche di mitigazione;
- la minimizzazione dell'impatto sul territorio e sulla flora (e quindi indirettamente sull'habitat della fauna ivi presente);
- la valutazione del grado di integrabilità dell'impianto nel paesaggio attraverso la mitigazione dell'interferenza visivo-paesaggistica e la modifica consapevole di una porzione del paesaggio, arricchita di un nuovo elemento culturale antropico.

Il PEAR è corredato anche dall'Allegato 2 in cui sono rappresentati, a titolo non esaustivo, i possibili vincoli e le potenzialità del territorio ai fini della costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

**Tabella 4: Elenco delle principali norme e indirizzi regionali in materia di sviluppo delle FER.**

Ente	Norma o Indirizzo	Data	Principali contenuti
Regione Molise	L.R. n. 28 del 27 settembre 2006	2006	Norme in materia di opere relative a linee ed impianti elettrici fino a 150.000 volt
Regione Molise	L.R. n. 15 del 21 maggio 2008	2008	Disciplina degli insediamenti degli impianti eolici e fotovoltaici sul territorio della Regione Molise, con il quale, nell'ottica del perseguimento dello sviluppo sostenibile fissato negli accordi di Kyoto e di Johannesburg, si propone lo sfruttamento delle energie rinnovabili
Regione Molise	L.R. n. 22 del 7 agosto 2009	2009	Nuova disciplina degli insediamenti degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Molise.
Regione Molise	L.R. n. 23 del 23 dicembre 2010	2010	Modifica ed integra la Legge Regionale 7 agosto 2009, n. 22, con nuove indicazioni sulle aree non idonee all'insediamento dell'impianti da FER
Regione Molise	L.R. n.7 del 21 aprile 2011	2011	Disposizioni in materia di produzione di energia. La Regione promuove lo sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, favorendo l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili, nel rispetto dei vincoli ambientali, paesaggistici ed archeologici, nonché la promozione di misure di risparmio energetico.
Regione Molise	DGR n. 621 del 4 agosto 2011	2011	Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del D. Lgs. n. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise" Nel'allegato "A" "Linee Guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nella Regione Molise". La Parte IV indica i criteri per la localizzazione degli impianti eolici.
Regione Molise	L.R. n.23 del 16 dicembre 2014	2014	Misure urgenti in materia di energie rinnovabili: la Giunta regionale, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge, predispone e trasmette il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) al Consiglio regionale per l'approvazione.
Regione Molise	DCR n.133 del 11/07/2017	2017	Approvazione del Piano Energetico Ambientale Regionale

### 3.5. Rapporto di coerenza della proposta in progetto

Il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e, in relazione alla tipologia di generazione, risulta coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali.

La coerenza si evidenzia sia in termini di adesione alle scelte strategiche energetiche e sia in riferimento agli accordi globali in tema di contrasto ai cambiamenti climatici (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015 ratificato dall'Unione Europea); in particolare è opportuno richiamare gli impegni definiti per il 2030 dalla Strategia Energetica Nazionale del novembre 2017 che pone come fondamentale l'ulteriore promozione dello sviluppo e diffusione delle tecnologie rinnovabili (in particolare quelle relative a eolico e fotovoltaico, riconosciute come le più mature e economicamente vantaggiose) e il raggiungimento dell'obiettivo per le rinnovabili elettriche del 55% al 2030 rispetto al 33,5% fissato del 2015.

La SEN 2017, risulta perfettamente coerente con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990 e rispetto agli obiettivi al 2030 risulta in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia.

Data la particolarità del contesto ambientale e paesaggistico italiano, la SEN 2017 pone grande rilievo alla compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio.

Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, che si caratterizzano come potenzialmente impattanti per alterazioni percettive (eolico) e consumo di suolo (fotovoltaico).

Per la questione eolico e paesaggio, la SEN 2017 propone *"... un aggiornamento delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio, approvate nel 2010, che consideri la tendenza verso aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti, per i quali si pone il tema di un adeguamento dei criteri di analisi dell'impatto e delle misure di mitigazione. Al contempo, occorre considerare anche i positivi effetti degli impianti a fonti rinnovabili, compresi gli eolici, in termini di riduzione dell'inquinamento e degli effetti sanitari, al fine di pervenire a una valutazione più complessiva degli effettivi impatti."*

In generale, per l'attuazione delle strategie sopra richiamate, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono dichiarati per legge di pubblica utilità ai sensi del D.lgs 387/2003 e del DM del settembre 2010 recante Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

Dai dati di Terna (cfr. dati del **sistema Gaudì, Gestione Anagrafica Unica degli Impianti e Unità di Produzione**) si rileva che la potenza eolica installata in Italia al 30 giugno 2021 sia di **quasi 11 GW**.

Rispetto al 01 gennaio 2020 si sono installati poco **meno di 1 GW** di impianti eolici e oggi abbiamo appena 3 GW in più rispetto a quasi dieci anni fa (fonte Qualenergia).

Si tratta di una potenza eolica che dovrà quasi raddoppiare entro il 2030 e rendere operativi almeno nuovi 9 GW, quindi una media di circa un gigawatt all'anno.

**Per quanto riguarda gli aspetti localizzativi**, l'impianto in progetto non ricade in alcuna area considerata non idonea dalla Molise.

La coerenza con il regolamento regionale e con le Linee Guida specifiche del P.T.P.A.A.V della regione Molise, rende di fatto coerente l'intervento anche con il DM 09/2010.

A tal riguardo, come premesso al Capitolo 1 e come si dirà al capitolo successivo, l'impianto non interessa alcuna area considerata potenzialmente inidonea dal DM 10/09/2010.

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

Inoltre, il PER al fine raggiungere l'obiettivo di sicurezza, ritiene fondamentale *"consentire la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da FER, o l'ammodernamento di quelli esistenti"* attraverso il principio di sostenibilità energetica, e la costruzione del nuovo impianto eolico risponde a questa esigenza, in quanto consentirà di migliorare la salvaguardia ambientale, derivata dalla scelta di localizzare gli impianti in aree paesaggisticamente compatibili e riducendo l'impatto sul territorio.

**Pertanto, in riferimento all'ambito tematico in cui si inquadra, la proposta risulta perfettamente coerente con tutte le indicazioni programmatiche e pianificatorie di livello internazionale, europeo, nazionale e indirettamente con il PEAR in fase di revisione, che da esse deriva e che obbligatoriamente ad esse si deve uniformare, nonché compatibile con le normative specifiche vigenti.**

Regione	P < 12kW		12kW <= P < 20kW		20kW <= P < 200kW		200kW <= P < 1MW		1MW <= P < 10MW		P >= 10MW		Totale	
	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]
PIEMONTE	7	0,03	3	0,1	6	0,2			1	6	1	18	18	28
VALLE D'AOSTA	3	0,01			1	0,03			1	3			5	3
LOMBARDIA	11	0,05	1	0,01									12	6
TRENTINO ALTO ADIGE	7	0,02			2	0,1	1	0,3					10	6
VENETO	14	0,1	1	0,02					3	13			18	13
FRIGIA VENEZIA GIULIA	5	0,01											5	6
LEIGURIA	10	0,04			5	0,1	3	2	18	64			36	67
EMILIA ROMAGNA	30	0,1	2	0,03	31	1	4	2	9	2	33	72	72	85
TOSCANA	51	0,2	4	0,1	51	2	6	1	5	32	6	107	123	143
UMBRIA	18	0,1	2	0,03	2	0,1	2	0,4	1	2			25	2
MARCHE	31	0,1			16	1	2	0,4	1	8	1	18	31	18
LIGURIA	29	0,1	2	0,04	38	2			4	17	2	52	58	71
PIEMONTE	14	0,1			15	1	8	6	7	39	7	222	46	377
<b>MOLISE</b>	<b>19</b>	<b>0,1</b>	<b>2</b>	<b>0,02</b>	<b>49</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>25</b>	<b>15</b>	<b>343</b>	<b>79</b>	<b>368</b>
PUGLIA	42	0,2			444	27	54	45	29	152	56	1.575	520	1.745
BASILICATA	118	1	17	0,3	816	46	107	88	38	106	99	2.433	1.195	2.574
CALABRIA	32	0,2	3	0,05	1.187	81	146	66	8	28	43	1.125	1.419	1.391
SARDEGNA	40	0,2	2	0,04	312	17	34	13	8	44	28	1.058	424	1.373
SICILIA	190	1	32	1	595	29	2	1	12	82	60	1.828	891	1.935
SARDEGNA	105	1	11	0,2	445	27	15	4	5	26	22	1.055	603	1.111
<b>Totale</b>	<b>767</b>	<b>4</b>	<b>82</b>	<b>1</b>	<b>3.995</b>	<b>237</b>	<b>388</b>	<b>226</b>	<b>161</b>	<b>610</b>	<b>342</b>	<b>9.901</b>	<b>5.725</b>	<b>10.979</b>

**Figura 3: dimensione del parco eolico nazionale e distribuzione nelle regioni (fonte: dati del sistema Gaudì, Gestione Anagrafica Unica degli Impianti e Unità di Produzione).**

## 4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO – ANALISI DELLE TUTELE

Nel presente capitolo sarà accertata la conformità del progetto rispetto alle norme derivanti dalle principali fonti legislative in riferimento a vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, idrogeologici.

Gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli sono gli strumenti urbanistici vigenti dei comuni interessati, le leggi nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il P.T.P.A.A.V della regione Molise, il PTCP della provincia di Campobasso, il piano dell'Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e minori, Saccione e Fortore, il Piano Tutela delle Acque del Molise, le perimetrazioni delle aree interessate da concessioni minerarie, la legge n.353/2000 sulle aree percorse dal fuoco.

Per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento alle perimetrazioni delle aree della Rete Natura 2000, delle IBA, dei parchi, delle riserve naturali e delle aree protette presenti sul territorio della Regione Molise.

Inoltre si è tenuto conto delle Linee Guida Regionali del 2011 e del PEAR al fine di individuare le aree non idonee all'installazione di impianti eolici.

Per quel che riguarda i beni paesaggistici e culturali, si fa presente che la Regione Molise non dispone di un sito fruibile da cui rilevarne le perimetrazioni. Pertanto si è fatto riferimento a quanto riportato sui siti <http://www.sitap.beniculturali.it/>; <http://vincoliinrete.beniculturali.it>

### 4.1. Paesaggio e patrimonio storico culturale

#### 4.1.1. Il Codice dei Beni Culturali

Il "Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137", tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio. Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato.

Tutti gli aerogeneratori sono ubicati all'esterno di aree vincolate ai sensi del D.Lgs. n.42/04, come la gran parte delle opere dell'impianto.

Solo un breve tratto di cavidotto interno AT interrato attraversa un corso d'acqua pubblica con relativa fascia dei 150 m; brevi tratti di cavidotto interrato AT, brevi tratti di nuova viabilità e brevi tratti di viabilità esistente da adeguare interferiscono con la fascia di rispetto di 150 m di corsi d'acqua pubblica; una parte della futura stazione SE di Terna ricade nel buffer di 150 m di un corso d'acqua pubblica.

In particolare, si evidenziano le seguenti interferenze (rif elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-05):

- Il cavidotto interno AT che collega gli aerogeneratori WTG05 e WTG06, interrato lungo la strada comunale esistente Guardiola, attraversa il corso d'acqua pubblica "Torrente Sinarca" e la relativa fascia di rispetto dei 150 m;

- Un breve tratto della strada da realizzare per l'accesso all'aerogeneratore WTG05 e il relativo cavidotto interrato ricadono nella fascia di 150 m del "Torrente Sinarca";
- Un breve tratto della strada comunale Palata-Petacciato da adeguare per accedere all'aerogeneratore WTG05 e il relativo cavidotto AT interrato ricadono nella fascia di 150 m del "Torrente Sinarca";
- Una parte della futura stazione SE di Terna ricade nel buffer di 150 m del corso d'acqua pubblica "Fosso della Guardiola".

Si fa presente che il cavidotto AT sarà sempre interrato e non determinerà alcun impatto sul paesaggio. In corrispondenza dei corsi d'acqua, la posa verrà eseguita con la tecnologia T.O.C. (trivellazione orizzontale controllata) in subalveo in modo da non alterare lo stato attuale dei luoghi. In tal modo non verranno alterate le condizioni idrologiche e paesaggistiche attuali e l'intervento sarà il meno invasivo possibile.

Per quel che riguarda le operazioni stradali previste, le stesse non comporteranno opere di impermeabilizzazione e alterazioni dei luoghi né alterazioni dell'attuale regime idraulico. Pertanto l'assetto paesaggistico attuale sarà preservato.

#### 4.1.2. Il PTPAAV – Piano Territoriale Paesistico-Ambientale Regionale

La Regione Molise non ha ancora provveduto alla redazione del Piano Paesaggistico conforme al D.lgs 42/2004 (in fase di redazione).

In attesa della redazione del Piano Paesaggistico, lo strumento attualmente vigente è il Piano Territoriale Paesistico - Ambientale che è esteso all'intero territorio regionale ed è costituito dall'insieme dei Piani Territoriali Paesistico Ambientali di Area Vasta (PTPAAV.), formati in riferimento a singole parti del territorio, e redatti ai sensi della Legge Regionale 1/12/1989 n. 24.

Gli ambiti individuati sono 8.

I Piani Territoriali Paesistici – Ambientali di Area Vasta hanno cercato di riassorbire il complesso di vincoli esistenti in materia paesistico-ambientale (ad esempio L. 1497/39 e L. 431/85) in un regime più organico esplicitando prima e definendo poi le caratteristiche paesistiche e ambientali sia delle aree vincolate che di quelle non coperte da vincolo, in modo da individuare lo specifico regime di tutela. Da tali Piani emerge un approccio riferito principalmente ad una tutela generalizzata del territorio piuttosto che la costruzione di un meccanismo vincolistico, "articolarlo le modalità di tutela e valorizzazione secondo il diverso grado di trasformabilità degli elementi riconosciuti compatibili in relazione ai loro caratteri costitutivi, al loro valore tematico e d'insieme, nonché in riferimento alle principali categorie d'uso antropico".

Le modalità di tutela e di valorizzazione prevedono:

- la conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive degli elementi e degli insiemi con l'eventuale introduzione di nuovi usi compatibili;
- l'eventuale trasformazione fisica e d'uso a seguito di verifica di ammissibilità positiva, in sede di formazione dello strumento urbanistico;

- la trasformazione fisica e d'uso condizionata al rispetto di specifiche prescrizioni conoscitive, progettuali, esecutive e di gestione.

L'area interessata dal progetto di impianto eolico, è compresa nel P.T.P.A.A.V. n. 1 "Basso Molise" (approvato con Delibera di Consiglio Regionale n. 253 del 01/10/1997), che comprende il territorio comunale di Montenero di Bisaccia.

Dalla sovrapposizione del progetto con le tavole del PTPAAV n.1 si rileva quanto segue:

- In base a quanto riportato nella **Carta della qualità del territorio "S1"** (IT-VESMON-TEN-PAE-DW-09), ricompresa nelle Carte di Sintesi del Piano, risulta che la porzione di territorio interessata dall'intervento presenta le seguenti caratteristiche:
  - Elementi di interesse naturalistico per caratteri biologici di qualità medio-bassa;
  - Elementi di interesse produttivo agrario o per caratteri naturali di qualità medio-bassa;
  - Elementi di interesse percettivo medio.
- In base a quanto riportato nella **Carta delle trasformabilità del territorio "P1"** (rif.elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-08), ricompresa nelle Carte di Progetto del Piano, risulta che:
  - l'intervento ricade in gran parte nell'area a media sensibilità alla trasformazione *MG2 - aree in pendenza prevalentemente collinare con elevata pericolosità geologica* che è assoggettata alle modalità VA e TC1.
  - L'aerogeneratore WTG05 e un breve tratto di cavidotto interno ricadono nell'area a bassa sensibilità alla trasformazione *BP – aree collinari e/o pedemontane con discrete caratteristiche produttive* le quali sono assoggettate alle modalità TC1 e TC2.



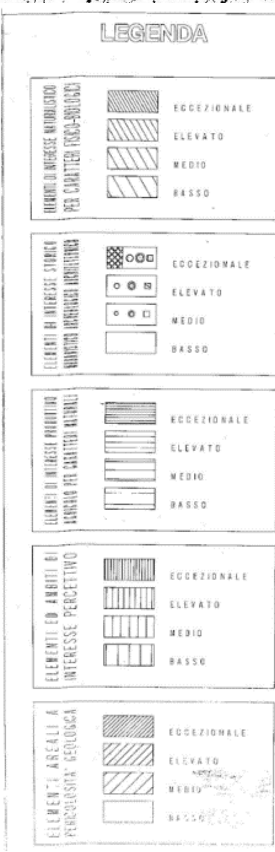
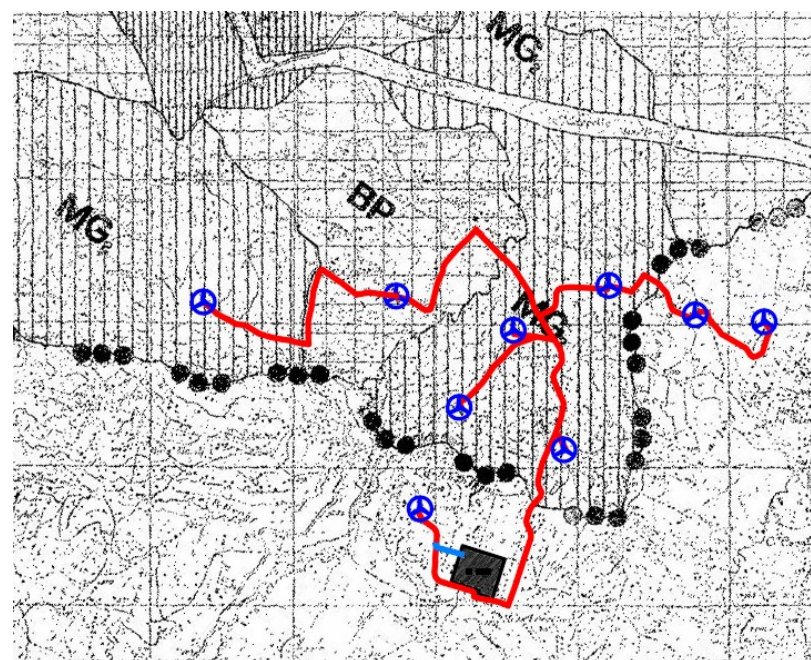
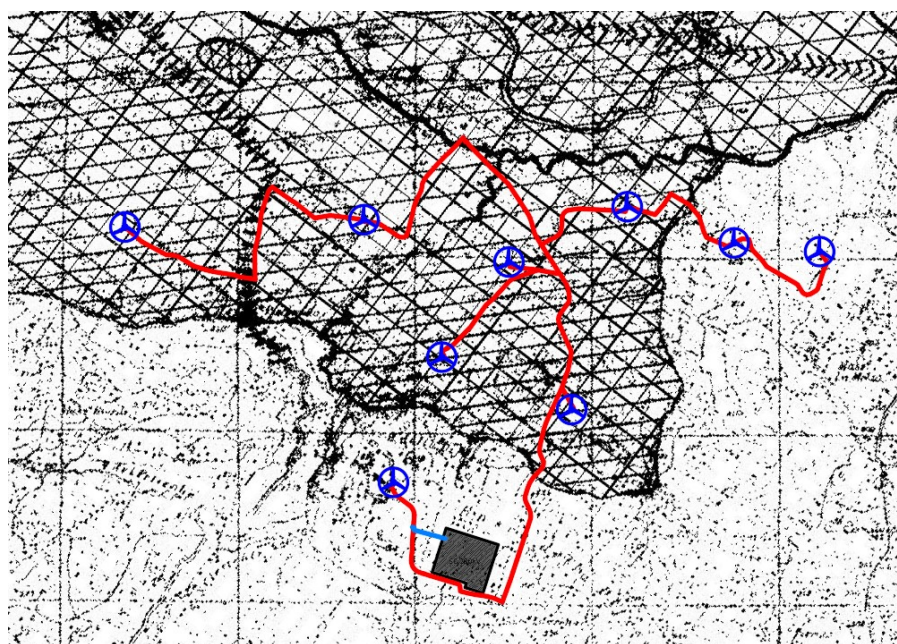


Figura 4: Inquadramento impianto di progetto su cartografia PTAAV – Carta delle trasformabilità del territorio “S1”.

A1V	Elementi d'uso aree sparse di interesse produttivo o storico
A2N1	Parco di interesse ambientale omologizzato
A2N2	Parco di interesse ambientale di eccezionale valore con caratteristiche naturali e storico-archeologiche
A2S	Spazi verdi caratterizzati da alta qualità ambientale
A2S1	Spazi verdi caratterizzati da alta qualità ambientale
A2S2	Spazi verdi caratterizzati da alta qualità ambientale
A2C	Elementi storico-archeologici di interesse
M	Elementi storico-archeologici di interesse
N	Elementi storico-archeologici di interesse
V1	Elementi storico-archeologici di interesse
V2	Elementi storico-archeologici di interesse
G1	Elementi storico-archeologici di interesse
G2	Elementi storico-archeologici di interesse
P1	Elementi storico-archeologici di interesse
P2	Elementi storico-archeologici di interesse
M	Elementi storico-archeologici di interesse
S	Elementi storico-archeologici di interesse
B	Elementi storico-archeologici di interesse
PPE	Elementi storico-archeologici di interesse

Figura 5: Inquadramento impianto di progetto su cartografia PTAAV – Carta delle trasformabilità del territorio “P1”.

Per dette aree le Norme Tecniche di Attuazione del Piano prevedono, come modalità di tutela e di valorizzazione, la verifica di ammissibilità della trasformazione in sede di formazione dello strumento urbanistico (VA), la trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del nulla osta ai sensi della Legge 1497/39 (TC1), la trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni (TC2).

Il Piano non individua particolari prescrizioni per le aree interessate dalle opere, bensì ne rimanda la compatibilità alla pianificazione comunale e alla valutazione diretta dell’opera in sede autorizzativa.

#### 4.1.3. Il PTCP della Provincia di Campobasso

Nella Provincia di Campobasso la pianificazione territoriale di coordinamento provinciale è in corso di elaborazione ed approvazione. Allo stato, risulta approvato con D.C.P. del 14/9/2007 n. 57, solo il preliminare del Piano.

Il progetto di Piano Territoriale di Coordinamento, predisposto e adottato dalla Provincia, seppur preliminare, determina gli indirizzi generali di assetto del territorio ed in particolare indica:

- le diverse destinazioni del territorio in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti;
- la localizzazione di massima delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;
- le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica ed idraulica-forestale ed in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- le aree nelle quali sia opportuno istituire parchi o riserve naturali.

Il piano struttura le componenti fondamentali secondo un sistema, articolato nelle matrici seguenti:

- socio-economica
- ambientale
- storico-culturale
- insediativa
- produttiva
- infrastrutturale

Per il presente progetto sono state analizzate, in particolare, la matrice ambientale e quella storico-culturale, utili ad acquisire numerose informazioni sulle caratteristiche ambientali e di tutela, quali la presenza l’individuazione delle aree Natura 2000, i parchi, le aree boscate, la rete idrografica, ed il censimento dei beni architettonici nonché archeologici, i cui istituti sono stati accertati negli elenchi ministeriali.

Trattandosi di un Piano di indirizzo e di coordinamento della pianificazione a livello comunale, non sono presenti prescrizioni che rendano incompatibile l’intervento in progetto con la pianificazione provinciale.

Dalla sovrapposizione del progetto con le tavole del PTCP emerge che le uniche interferenze presenti sono relative all’attraversamento del reticolo idrografico con il cavidotto interrato.

Si fa presente che il cavidotto sarà interrato e l’attraversamento dei corpi idrici verrà eseguito con la tecnologia T.O.C. (trivellazione orizzontale controllata) in modo da non alterare lo stato attuale dei luoghi. In tal modo non verranno alterate le condizioni idrologiche e paesaggistiche e l’intervento sarà il meno invasivo possibile.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto già argomentato nel paragrafo 3.1.1.

Inoltre, la realizzazione dei cavidotti non comporterà:

- Eliminazione di essenze vegetazionali di alcun genere e tipo;
- La modifica delle caratteristiche ecologiche dell’area
- La modifica delle caratteristiche naturali dell’alveo
- Attività estrattive e discariche di rifiuti;

Impianti di trattamento ed immissione dei reflui, captazione e accumulo delle acque;

Le opere non pregiudicheranno la conservazione della struttura insediativa dei luoghi né rechneranno danno ai singoli manufatti e il patrimonio agrario attuale sarà integralmente conservato.

**Per quanto detto, l’intervento risulta compatibile con la bozza delle norme del PTCP.**

#### 4.2. Patrimonio floristico, faunistico e aree protette

##### 4.2.1. Aree Naturali protette

La Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91) classifica le aree naturali protette in:

- **Parchi Nazionali.** Aree al cui interno ricadono elementi di valore naturalistico di rilievo internazionale o nazionale, tale da richiedere l'intervento dello Stato per la loro protezione e conservazione. Sono istituiti dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.
- **Parchi naturali regionali e interregionali.** Aree di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell'ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali. Sono istituiti dalle Regioni.
- **Riserve naturali.** Aree al cui interno sopravvivono specie di flora e fauna di grande valore conservazionistico o ecosistemi di estrema importanza per la tutela della diversità biologica. In base al pregio degli elementi naturalistici contenuti possono

La Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91) è stata recepita dalla Regione Molise con legge regionale n. 23/2004 e ss.mm.ii.. In Molise sono presenti quattro riserve naturali statali, cui va ad aggiungersi il territorio del Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise ricadente nel territorio molisano. Sono presenti, inoltre, due oasi di protezione faunistica.

Nei territori dei comuni di Montenero di Bisaccia e Montecilfone non ricadono aree naturali protette.

**L'intervento, pertanto, ricade all'esterno di aree naturali protette.**

##### 4.2.2. Zone Umide di Interesse Nazionale

La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, soprattutto in quanto habitat per le specie di uccelli acquatici, è stata firmata a Ramsar, in Iran, il 2 febbraio 1971. La Convenzione di Ramsar è stata ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il DPR 13 marzo 1976, n. 448 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide d'importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, firmata a Ramsar il 2 febbraio 1971", e con il successivo DPR 11 febbraio 1987, n. 184. In Regione Molise non sono presenti Zone Umide di importanza internazionale.

**L'intervento ricade all'esterno delle Zone Umide.**

##### 4.2.3. Rete Natura 2000

Con la Direttiva 92/43/CEE si è istituito il progetto Natura 2000 che l'Unione Europea sta portando avanti per "contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione di habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri" al quale si applica il trattato U.E.

La Rete Natura 2000 è costituita dall'insieme delle: Zone di Tipo A, comprendenti le Zone di Protezione Speciale (ZPS); Zone di Tipo B, comprendenti i Siti di Interesse Comunitario (SIC) e le Zone Speciali di

Conservazione (ZSC); Zone di Tipo C, comprendenti le ZPS unitamente alle ZSC.

In Molise un primo censimento delle specie e degli habitat finalizzato all'individuazione dei SIC è stato avviato nell'ambito del progetto Bioitaly (1995). Successivamente, con Deliberazione Regionale n°347 del 4 aprile 2005, sono state individuate nuove ZPS. Infine, la Giunta Regionale, con deliberazione n°230 del 06 marzo 2007, ne ha rivisto la perimetrazione. A fine 2018 il Ministero dell'Ambiente ha individuato in molise 25 nuove zone di protezione speciale, fra cui le foci di Biferno e Trigno. Pertanto la situazione, allo stato attuale, risulta essere di 12 ZPS e 84 SIC-ZSC.

**L'intervento è esterno a siti SIC, ZSC e ZPS** (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-03 della sezione 2). L'area ZSC più vicina è l'area "Calanchi di Montenero" (IT7222213) dal quale l'aerogeneratore più vicino si colloca a circa 1,4 km. L'area ZPS più vicina è l'area "Lago di Guardialfiera - Foce fiume Biferno" (IT7228230) a circa 5 km di distanza.

##### 4.2.4. Aree IBA

Nel 1981 BirdLife International, il network mondiale di associazioni per la protezione della natura di cui la LIPU è partner per l'Italia, ha lanciato un grande progetto internazionale: il progetto IBA.

**L'intervento ricade all'esterno di aree IBA collocandosi ad una distanza di circa 2,3 km dall'IBA125 "Fiume Biferno"** (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-04 della sezione 2).

#### 4.3. Tutela del territorio e delle acque

##### 4.3.1. PAI

L'area di progetto ricade nel Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico redatto dall'Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e minori, Saccione e Fortore.

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e minori, Saccione e Fortore con le relative Norme Tecniche di Attuazione, è stato approvato dal Comitato Tecnico nella seduta n.25 del 16/12/2004 e adottato con delibera del Comitato Istituzionale n.99 del 29/09/2006.

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

Con il DPCM del 4 aprile 2018 (pubblicato su G.U. n. 135 del 13/06/2018), emanato ai sensi dell'art. 63, c. 4 del decreto legislativo n. 152/2006, è stata infine data definitiva operatività al processo di riordino delle funzioni in materia di difesa del suolo e di tutela delle acque avviato con Legge 221/2015 e con D.M. 294/2016. L'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale, in base alle norme vigenti, ha fatto proprie le attività di pianificazione e programmazione a scala di Bacino e di Distretto idrografico relative alla difesa, tutela, uso e gestione sostenibile delle risorse suolo e acqua, alla salvaguardia degli aspetti ambientali svolte dalle ex Autorità di Bacino Nazionali, Regionali, Interregionali in base al disposto della ex legge 183/89.

In relazione al progetto di impianto eolico, tutte le opere ricadono nel bacino idrografico del Biferno e minori.

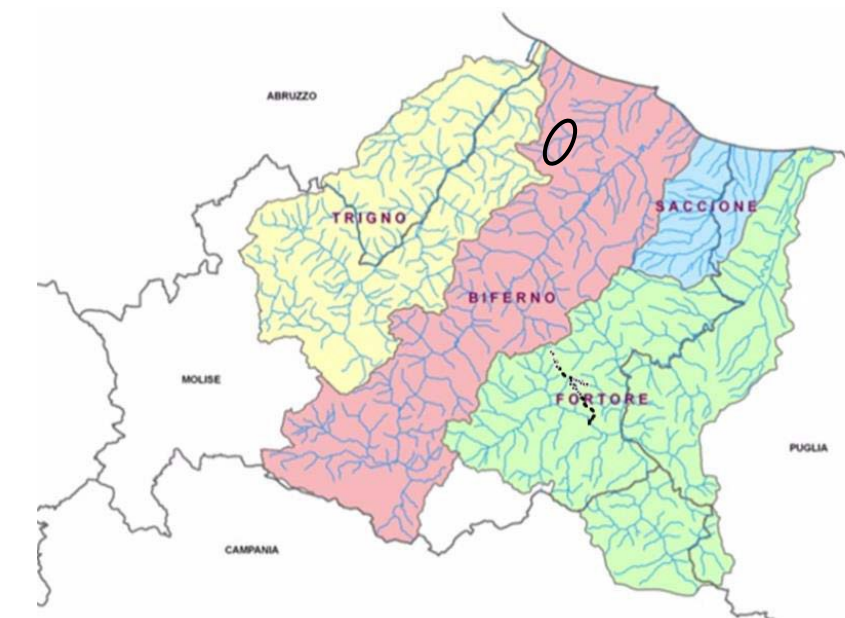


Figura 6: Bacini idrografici dell' AdB dei fiumi Trigno, Biferno e minori, Saccione e Fortore: nel cerchio nero l'area impegnata dalle opere di progetto.

Dalle cartografie di Piano si evince che l'intervento non interessa aree a pericolosità idraulica cartografate dal PAI. Nei "Tratti fluviali non studiati" (art. 16 delle NTA del PAI), per le quali non sono disponibili la zonazione di pericolosità e la individuazione della fascia di rispetto fluviale, è stata stabilita una fascia di rispetto, misurata ai limiti dell'alveo attuale come definito dall'art. 7 delle norme di Piano, desunta da quanto disciplinato all'art.12 e pari a:

- 40 metri per il reticolo principale costituito dai corsi d'acqua Biferno, Cigno, Rio, Callora, Quirino e Sinarca;
- 20 metri per il reticolo minore (corsi d'acqua identificabili sulla cartografia IGM scala 1:25.000 con propria denominazione);
- 10 metri per il reticolo minuto (restanti corsi d'acqua distinguibili sulla cartografia IGM scala 1:25.000 ma privi di una propria denominazione).

Tutti gli aerogeneratori risultano esterni alle fasce di rispetto sopra elencate e, pertanto, in condizioni di sicurezza idraulica. Solo alcuni tratti di cavidotto interrato, un breve tratto della viabilità da adeguare ed un breve tratto di strada di nuova realizzazione intersecano il reticolo idrografico.

Per quel che riguarda il cavidotto, in corrispondenza di tutti gli attraversamenti del reticolo idrografico, non oggetto di studio del PAI, verrà realizzato con la tecnologia TOC, trivellazione orizzontale controllata, prevedendo i punti di infissione e di uscita al di fuori delle fasce di rispetto definite dalle NTA del PAI.

Dallo studio idraulico emerge che l'adeguamento temporaneo della viabilità è esterno alle aree allagabili, e quindi in condizioni di sicurezza

idraulica. In corrispondenza dell'attraversamento della viabilità di progetto sono state definite le opere idrauliche da realizzare in modo da consentire il passaggio delle portate con periodo di ritorno pari a 200 anni garantendo le condizioni di sicurezza idraulica.

Pertanto tutte le opere sono in sicurezza idraulica. Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione idraulica, elab. IT-VESMON-TEN-GEN-TR-06, e ai relativi allegati.

In merito all'interessamento delle aree a pericolosità da frana, si evidenzia che la maggior parte degli aerogeneratori, la cabina di raccolta e gran parte del cavidotto e della viabilità a farsi non ricadono negli areali di tutela individuati dalle NTA del Piano. Solo gli aerogeneratori WTG06, WTG08 e WTG09 con relative piazzole e strade di accesso e brevi tratti di cavidotto ricadono in area perimetrata come "PF2" ovvero "area a pericolosità da frana elevata".

Come previsto dall'art. 26 delle NTA del PAI è stato redatto lo Studio di Compatibilità Idrogeologica (rif. elab. IT-VESMON-TEN-GEN-TR-08) per valutare la stabilità dell'area e la compatibilità del sito con gli interventi da realizzare.

Le analisi sono state eseguite lungo la sezione di massima pendenza, in condizioni drenate e non drenate, allo stato attuale ed allo stato post intervento, l'elaborazione è stata realizzata su modelli litologici e strutturali ottenuti sulla base delle indagini attuali eseguite in sito, integrati dal rilevamento geologico della zona.

Dallo studio condotto non sono emerse problematiche o aspetti di tipo geologico e geomorfologico tali da pregiudicare la fattibilità dell'intervento.

Tutte le analisi di stabilità effettuate sono risultate verificate.

In definitiva, il progetto proposto risulta compatibile con le previsioni del PAI.

#### 4.3.2. Vincolo Idrogeologico

Il Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani", all'articolo 7 stabilisce che le trasformazioni dei terreni, sottoposti a vincolo idrogeologico ai sensi dello stesso decreto, sono subordinate al rilascio di autorizzazione da parte dello Stato, sostituito ora dalle Regioni o dagli organi competenti individuati dalla normativa regionale. Con la Deliberazione del Consiglio Regionale n.283 del 23/7/1986 (n.7 del 14/01/1997 e n.3652 del 27/09/1996), viene ribadita la validità della Convenzione n.981 del 10 luglio 1986, stipulata tra il Ministero Agricoltura e Foreste e Regione Molise, ad avvalersi della collaborazione del Corpo Forestale dello Stato per la richiesta dei pareri. Inoltre, con la L.R. n.34 del 29 settembre 1999 e successivamente con la L.R. 18 gennaio 2000 n.6 "Legge forestale della Regione Molise", viene regolamentata, tra l'altro, la difesa del suolo e la sistemazione idraulico-forestale delle aree regionali.

La gran parte dell'intervento ricade all'esterno di aree soggette a vincolo idrogeologico. Solo gli aerogeneratori WTG04, WTG08, WTG09, alcuni tratti di cavidotto AT interno interrato, le due aree temporanee di manovra e trasbordo e alcuni adeguamenti stradali ricadono all'interno di aree soggette a vincolo idrogeologico di cui al Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923.

Dunque, per la realizzazione delle opere sarà necessaria l'acquisizione del parere da parte del Servizio Valorizzazione e Tutela Economia Montana e delle Foreste della regione Molise. (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-06).

#### 4.3.3. Aree percorse dal fuoco

La legge 21 novembre 2000, n. 353 «Legge quadro sugli incendi boschivi», finalizzata alla difesa dagli incendi e alla conservazione del patrimonio boschivo nazionale, all'articolo 10 pone vincoli di destinazione e limitazioni d'uso quale deterrente del fenomeno degli incendi boschivi finalizzati alla successiva speculazione edilizia.

Al comma primo dell'articolo 10 viene sancito che *"le zone boscate ed i pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno quindici anni. È comunque consentita la costruzione di opere pubbliche necessarie alla salvaguardia della pubblica incolumità e dell'ambiente.... Nei comuni sprovvisti di piano regolatore è vietata per dieci anni ogni edificazione su area boscata percorsa dal fuoco. È inoltre vietata per dieci anni, sui predetti soprassuoli, la realizzazione di edifici nonché di strutture e infrastrutture finalizzate ad insediamenti civili ed attività produttive, fatti salvi i casi in cui detta realizzazione sia stata prevista in data precedente l'incendio dagli strumenti urbanistici vigenti a tale data"*.

Il comune di Montenero di Bisaccia con delibere di giunta comunale n. 135 del 20/09/2018, n. 36 dell' 11/05/2020 e n. 61 del 20/04/2022 ha aggiornato il "Catasto delle aree percorse dal fuoco" ai sensi della legge 353/2000 fornendo l'elenco dei dati catastali interessati da incendi negli anni fino al 2021. Dal documento emerge che le opere di progetto sono esterne ai fogli catastali interessati dagli incendi ad eccezione di un breve tratto di cavidotto interrato AT. Si fa presente che il cavidotto sarà interrato ed in tale tratto interesserà terreni destinati a seminativo, pertanto non si rilevano criticità.

Con documenti n. 1006 del 08/02/2018 , n.3876 del 07/06/2022 e n. 3977 del 07/06/2022 il comune di Montecilfone ha aggiornato il "Catasto delle aree percorse dal fuoco" ai sensi della legge 353/2000 fornendo l'elenco dei dati catastali interessati da incendi negli anni 2016, 2020, 2021. Dai documenti emerge che le opere di progetto sono esterne ai fogli catastali interessati dagli incendi.

Inoltre si evidenzia che le aree occupate dagli aerogeneratori e dalla sottostazione elettrica non sono né pascoli né aree boscate ma coltivati, pertanto non si rilevano criticità.

#### 4.3.4. Piano di Tutela delle acque e PTA

Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Molise, di seguito denominato PTA, rappresenta un Piano di settore del Piano di Distretto Idrografico ed è articolato ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 121 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii. Il PTA è lo strumento mediante il quale sono individuati anche gli obiettivi di qualità ambientale e per specifica destinazione dei corpi idrici e le azioni volte a garantire il relativo conseguimento o mantenimento, nonché le misure di tutela qualitativa e quantitativa tra loro integrate e coordinate per singolo bacino idrografico.

Per ciascun bacino idrografico che costituisce il territorio molisano e per ciascun corpo idrico superficiale e sotterraneo, ricadenti in tutto o in parte nel territorio regionale, sono considerati gli aspetti geografici, geologici, idrogeologici, fisici, chimici, e biologici delle acque, in relazione ai contenuti sociali ed economici degli usi e delle destinazioni delle acque.

Il Piano di Tutela delle Acque oltre a fornire un quadro generale sui bacini idrografici regionali e sui corpi idrici fornisce informazioni anche sullo stato qualitativo delle acque. Inoltre, in esso sono contenute le linee guida per il monitoraggio della risorsa.

Il PTA allo stato attuale è in corso di approvazione ed è stato adottato con delibera di Giunta Regionale n.599 del 19/12/2016.

**L'area di studio non ricade all'interno di aree di corpi idrici sotterranei di riferimento, monitorati dal PTA e non interessa aree sensibili** (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-12).

Ad ogni modo si precisa che l'intervento non potrebbe comunque compromettere 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 interrate sono le fondazioni e i cavidotti che per le loro caratteristiche costitutive 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 e del fatto che si trattano di opere puntuali;
- In progetto non è prevista la terebrazione di nuovi pozzi emungenti;
- Non è prevista l'apertura di nuove cave.

**L'intervento, pertanto, è compatibile con il Piano di Tutela delle acque.**

#### 4.3.5. Concessioni minerarie

Dalla consultazione del WebGIS dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse è emerso che gran parte dell'impianto ricade nell'area interessata da concessioni di coltivazione di idrocarburi "Mafalda"(rif.elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-14).

Dal sopralluogo è emerso, infatti, che l'area risulta interessata da diversi pozzi di estrazione di gas e dalle relative condutture di gas e dall'importante gasdotto Massafra-Biccari-San Salvo attualmente oggetto di raddoppio.

Poiché le aree interessate dalle opere attualmente non sono interessate da attività minerarie in atto, si produrrà apposita dichiarazione del progettista secondo il modello riportato sul sito del Ministero dello sviluppo economico – sezione UNMIG e che verrà inviata all'unità territoriale competente. Tale dichiarazione, unitamente alla comunicazione alla sezione UNMIG, equivale a pronuncia positiva da parte dell'amministrazione mineraria prevista dall'articolo 120 del Regio Decreto 1775/1993.

Relativamente alle interferenze tra il cavidotto interrato con i metanodotti, le stesse saranno superate prevedendo la posa dei cavidotti tramite TOC.

#### 4.4. Normativa sui rifiuti

A partire dal 29 aprile 2006, data di entrata in vigore del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 recante "Norme in materia ambientale" la normativa nazionale sui rifiuti ha subito una profonda trasformazione. Le nuove regole sulla gestione dei rifiuti sono contenute, in particolare, nella "Parte quarta" del Decreto legislativo, composta da 89 articoli (dal 177 al 266) e 9 allegati (più 5 sulle bonifiche). Il provvedimento, emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004 n. 308 ("Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale"), ha riformulato infatti l'intera legislazione interna sull'ambiente, e ha sancito - sul piano della disciplina dei rifiuti - l'espressa abrogazione del D.lgs. 22/1997 (cd. "Decreto Ronchi").

In relazione a tali temi si anticipa che il terreno di risulta dagli scavi sarà riutilizzato principalmente all'interno del cantiere previa verifica di assenza di contaminazione.

Durante l'esecuzione dei lavori e al termine degli stessi si prevedrà un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell'art.242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

Durante la fase di esercizio, la manutenzione del moltiplicatore di giri e della centralina idraulica di comando, comporta la sostituzione, con cadenza all'incirca quinquennale, degli oli lubrificanti esausti ed il loro conseguente smaltimento secondo quanto previsto dalla normativa vigente (conferimento al Consorzio Oli Usati). Presso l'impianto non sarà inoltre realizzato alcuno stoccaggio di oli minerali vergini da utilizzare per il ricambio né, tanto meno, di quelli esausti.

Altri componenti soggetti a periodica sostituzione sono le "batterie tampone" presenti all'interno degli aerogeneratori e nella cabina di centrale. All'atto della loro sostituzione le batterie verranno conferite, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, al COBAT (Consorzio Obbligatorio Batterie al piombo esauste e rifiuti piombosi), senza alcuno stoccaggio in sito.

#### 4.5. Gestione delle Terre e Rocce da Scavo

La realizzazione dell'impianto eolico di progetto determina la produzione di terre e rocce da scavo. Nel caso in esame si prevede il massimo riutilizzo del materiale scavato nello stesso sito di produzione conferendo a discarica le sole quantità eccedenti.

Ai fini dell'esclusione dall'ambito di applicazione della normativa sui rifiuti, le terre e rocce da scavo che si intende riutilizzare in sito devono essere conformi ai requisiti di cui all'articolo 185, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Fermo restando quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, del decreto-legge 25 gennaio 2012, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 28, la non contaminazione sarà verificata ai sensi dell'allegato 4 del DPR120/2017. Poiché il progetto risulta essere sottoposto a procedura di valutazione di impatto ambientale, ai sensi del comma 3 dell'art. 24 del

DPR120/2017, è stato redatto il "Piano Preliminare di Utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo" (elaborato 08) che riporta:

- La descrizione delle opere da realizzare comprese le modalità di scavo;
- L'inquadramento ambientale del sito;
- La proposta di piano di caratterizzazione delle terre e rocce da scavo da eseguire nella fase di progettazione esecutiva o prima dell'inizio dei lavori;
- Le volumetrie previste delle terre e rocce da scavo;
- Le modalità e le volumetrie delle terre e rocce da scavo da riutilizzare in sito.

Secondo le previsioni del piano preliminare di utilizzo, il terreno proveniente dagli scavi necessari alla realizzazione delle opere di progetto verrà utilizzato in gran parte per contribuire alla costruzione dell'impianto eolico e per l'esecuzione dei ripristini ambientali, fermo restando la necessità di accertare l'assenza di contaminazione.

Verranno conferiti a discarica solo i terreni in esubero non riutilizzabili in sito. Verranno conferiti a discarica gli esuberanti di massicciata che deriveranno dalla dismissione delle aree di cantiere, dalle piazzole temporanee, dalle aree per il montaggio braccio gru, e che non verrà utilizzata per il ricarica delle strade di cantiere o comunali bianche.

Sia per il terreno che per la massicciata, in luogo del conferimento in discarica si potrà anche prevedere il conferimento a centro di recupero. Le indagini ambientali per la caratterizzazione ambientale delle terre e rocce da scavo verranno eseguite in fase di progettazione esecutiva o prima dell'inizio dei lavori, come previsto al comma 3 dell'art. 24 del DPR 120/2017.

Gli esiti delle attività eseguite ai sensi del comma 3 verranno trasmessi all'autorità competente e all'Agenzia di protezione ambientale territorialmente competente, prima dell'avvio dei lavori (come previsto al comma 4 dell'art. 24 del DPR 120/2017).

Qualora in fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell'inizio dei lavori non venga accertata l'idoneità del materiale scavato all'utilizzo ai sensi dell'articolo 185, comma 1, lettera c), le terre e rocce verranno gestite come rifiuti ai sensi della Parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

#### 4.6. Pianificazione Comunale

##### 4.6.1. Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Montenero di Bisaccia

Lo strumento urbanistico comunale vigente nel comune di Montenero di Bisaccia è il Piano Regolatore Generale datato 1976.

Nel comune di Montenero di Bisaccia ricadono gli aerogeneratori denominati con le sigle WTG02 – WTG03 – WTG04 – WTG05 – WTG06 – WTG07 con le relative piazzole e strade di accesso e parte del cavidotto interno.

Le opere di progetto ricadono in area a destinazione agricola.

##### 4.6.2. Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di Montecilfone

Lo strumento urbanistico comunale vigente nel comune di Montecilfone è il Piano di Fabbricazione (PdF) adottato con atto del consiglio

comunale n.62 del 1989 ed approvato con delibera di giunta regionale 1998 del 1992.

Nel comune di Montecilfone ricadono gli aerogeneratori denominati con le sigle WTG01 – WTG08 – WTG09 con le relative piazzole e strade di accesso, la cabina di raccolta 36 kV e la futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150/36 kV SE Terna A02, A03, A04 e A05, una parte del cavidotto interno ed il cavidotto esterno.

Le opere ricadono in zona classificata come zona agricola (rif.elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-12).

Ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono ammessi in zona agricola.

#### 4.7. Tutela della salute

##### 4.7.1. Inquinamento acustico

Il DPCM 01/03/91 il primo atto legislativo nazionale, in attesa della successiva legge quadro, relativo all'inquinamento acustico negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno. Costituito da 6 articoli, esso detta apposite definizioni tecniche per l'applicazione del decreto stesso, stabilisce i limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno e determina le modalità e la strumentazione da impiegare per la misura del rumore. Inoltre tale decreto opera una classificazione del territorio in 6 zone in base alla diversa destinazione d'uso e alla rumorosità intrinseca (tab. 6) e per ciascuna zona fissa i limiti massimi dei livelli sonori equivalenti (tab. 5). Tale classificazione deve essere adottata dai comuni per la redazione del Piano di Zonizzazione Acustica. L'art. 6 del decreto fissa i limiti di accettabilità (tab. 7) da rispettare in attesa della zonizzazione del territorio comunale.

Tabella 5: Limiti massimi dei livelli sonori equivalenti fissati in relazione alla diversa destinazione d'uso del territorio (DPCM 01/03/91)

Classi di destinazione d'uso del territorio	diurno (6:00-22:00)	notturno (22:00-6:00)
I. Aree particolarmente protette	50	40
II. Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale	55	45
III. Aree di tipo misto	60	50
IV. Aree di intensa attività umana	65	55
V. Aree prevalentemente industriali	70	60
VI. Aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 6: Classificazione del territorio in relazione alla sua diversa destinazione d'uso

<b>Classe I. Aree particolarmente protette</b> Rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.
<b>Classe II. Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale</b> Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali ed artigianali
<b>Classe III. Aree di tipo misto</b> Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici
<b>Classe IV. Aree di intensa attività umana</b> Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali, uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie
<b>Classe V. Aree prevalentemente industriali</b> Rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.
<b>Classe VI. Aree esclusivamente industriali</b> Rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi

Tabella 7: - Limiti di accettabilità

Zonizzazione	Limite diurno Leq (A)	Limite notturno Leq (A)
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (decreto ministeriale n. 1444/88) (*)	65	55
Zona B (decreto ministeriale n. 1444/88) (*)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

(\*) Zone di cui all'art. 2 del decreto ministeriale 2 aprile 1988.

La legge quadro n. 447 del 1995 stabilisce i principi fondamentali in materia di tutela dell'ambiente esterno e dell'ambiente abitativo dall'inquinamento acustico. Inoltre definisce e delinea le competenze sia degli enti pubblici che esplicano le azioni di regolamentazione, pianificazione e controllo, sia dei soggetti pubblici e dei soggetti privati che possono essere causa diretta o indiretta di inquinamento acustico. Il carattere onnicomprensivo della legge è evidenziato dalla definizione stessa di "inquinamento acustico" che amplia la definizione di rumore del DPCM 01/03/91 dilatando il settore di tutela. La legge dà anche la definizione di ambiente abitativo, limitandolo agli ambienti interni di un edificio destinati alla permanenza di persone, che di fatto è una definizione sovrapponibile con quella del DPCM 01/03/91.

La legge individua anche una nuova figura professionale: il Tecnico Competente che ha il compito di svolgere le attività tecniche connesse alla misurazione dell'inquinamento acustico, alla verifica del rispetto o del superamento dei limiti e alla predisposizione degli interventi di riduzione dell'inquinamento acustico. La legge individua le competenze dello stato, delle regioni, delle province e le funzioni e i compiti dei comuni. Nell'impostazione della legge quadro si lega l'attenzione ai valori di rumore che segnalano la presenza di un potenziale rischio per la salute o per l'ambiente e ai valori di qualità da conseguire per realizzare gli obiettivi di tutela. Prima della legge quadro, il DPCM 01/03/91 fissava i soli limiti di immissione, assoluti e differenziali. La legge quadro, oltre ai limiti di immissione, introduce anche i limiti di emissione ed i valori di attenzione e di qualità.

Tabella 8: - Valori limite, di qualità e di attenzione introdotti dalla legge 447/95

<b>Limite di emissione:</b> valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente.
<b>Limite di immissione:</b> è suddiviso in assoluto e differenziale. Valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno. Superare i limiti comporta sanzioni amministrative
<b>Valore di attenzione:</b> rumore che segnala la presenza di un potenziale rischio per la salute umana o per l'ambiente. Superare il valore di attenzione comporta piano di risanamento
<b>Valore di qualità:</b> obiettivo da conseguire nel breve, medio, lungo periodo. La classificazione in zone è fatta per l'applicazione dei valori di qualità.

Tali valori limite sono stabiliti dal successivo DPCM 14/11/97 e sono determinati in funzione della tipologia della sorgente, del periodo della giornata e della destinazione d'uso della zona da proteggere.

I valori limiti di emissione e immissione e i valori di attenzione e qualità sono fissati come livello equivalente LAeq in dB(A), livello energetico medio secondo la curva di ponderazione A (che simula la sensibilità dell'orecchio umano).

I limiti differenziali di immissione coincidono con quelli già fissati dal DPCM 01/03/91 e, precisamente, all'interno degli ambienti abitativi,

l'incremento al rumore residuo apportato da una sorgente specifica non può superare il limite di 5dB in periodo diurno e di 3 dB in periodo notturno.

Le disposizioni non si applicano se il rumore misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dB(A) diurno e 40 dB(A) notturno oppure, nel caso di finestre chiuse, rispettivamente 35 dB(A) e 25 dB(A). Le due condizioni devono essere entrambe rispettate.

Con l'esclusione delle infrastrutture dei trasporti, i limiti di emissione per le singole sorgenti sonore, definiti e suddivisi nelle sei classi di destinazione d'uso del territorio, sono numericamente posti ad un valore di 5 dB inferiore al limite assoluto di immissione per la stessa classe.

I valori di qualità, anch'essi diversificati per le classi di destinazione d'uso del territorio, sono numericamente posti ad un valore minore di 3 dB rispetto al limite assoluto di immissione per la stessa classe.

I valori di attenzione, diversificati per le classi di destinazione d'uso del territorio, corrispondono ai valori limite di immissione se relativi ai tempi di riferimento e agli stessi valori aumentati di 10 dB per il periodo diurno e di 5 dB per il periodo notturno se riferiti al tempo di un'ora.

Il limite assoluto di immissione, il valore di attenzione e il valore di qualità vengono determinati come somma del rumore prodotto da tutte le sorgenti di rumore esistenti in un dato luogo (il decreto lo chiama rumore ambientale).

Il limite assoluto di emissione è il massimo rumore che può essere emesso da una sorgente specifica e va misurato e verificato in corrispondenza di spazi utilizzati da persone e comunità.

Il limite differenziale di immissione invece utilizza ancora un LAeq valutato su un tempo di misura rappresentativo del fenomeno sonoro della specifica sorgente che si vuol valutare.

L'art.8 stabilisce che, in attesa che i comuni provvedano alla suddivisione del territorio comunale nelle sei classi in base alla destinazione d'uso (tab.3), si applicano i valori limiti di cui all'art.6 del DPCM 01/03/91 (tab.4).

La scelta dei potenziali ricettori sensibili su cui valutare l'impatto acustico è stata condotta considerando tutti i fabbricati in un raggio di 1000 m dagli aerogeneratori di progetto ed identificando tra questi solo quelli con le caratteristiche strutturali e di destinazione d'uso tali da essere classificati come ricettori sensibili.

Per l'individuazione dei fabbricati presenti è stata condotta prima un'analisi cartografica facendo riferimento alle mappe catastali, alle ortofoto, alla cartografia IGM 1:25.000 e alla carta tecnica regionale 1:5000; successivamente è stato effettuato un sopralluogo di dettaglio per verificare lo stato e la destinazione d'uso dei fabbricati individuati.

Si è evinto che parte dei fabbricati individuati non era più presente nella realtà, altri fabbricati sono risultati ruderi, altri ancora non erano fabbricati adibiti ad uso abitativo ma solo a ricovero di mezzi ed attrezzi agricoli oppure depositi (rif. elab. IT-VESMON-TEN-SIA-DW-01).

È stata eseguita la stima previsionale di impatto acustico generato dall'esercizio dell'impianto eolico oggetto di studio nei confronti dei ricettori individuati, sulla base del rumore residuo reale misurato in sito in diverse condizioni meteo climatiche, corrispondenti quindi a diverse condizioni di emissione delle sorgenti. Le simulazioni sono state effettuate considerando come sorgente sonora l'aerogeneratore

prodotto dalla Vestas Mod. V162 di potenza nominale 7,2 MW e con altezza del mozzo pari a 119 m s.l.t.

Per l'inserimento delle nuove sorgenti emissive (turbine di progetto) nel contesto territoriale in esame è stata altresì eseguita la valutazione del rispetto dei limiti al differenziale.

#### Limiti di immissione assoluta:

Lo studio effettuato ha mostrato che, con i dati rilevati e la conseguente elaborazione, il limite di immissione, è rispettato in tutte le condizioni e per tutto l'arco della giornata, in quanto:

- In accordo al DPCM 14/11/97 e al limite vigente sul territorio nazionale, il massimo livello equivalente di pressione sonora previsto nell'area in condizioni  $\leq 5$  m/s, è risultato essere pari a  $Leq = 44,8$  dB(A) riscontrato per il periodo di riferimento diurno, presso il recettore individuato come R18 e pari a  $Leq = 43,7$  dB(A) per il periodo di riferimento notturno presso lo stesso recettore, ambedue ben al di sotto dei rispettivi limiti di 70 e 60 dB(A) imposti per legge.
- Per condizioni di velocità del vento  $> 6$  m/s, il massimo livello equivalente di pressione sonora previsto nell'area risulta essere pari a  $Leq = 51,9$  dB(A) riscontrato per il periodo di riferimento diurno e  $Leq = 51,3$  dB(A), per il periodo di riferimento notturno. Tali valori sono da imputare sostanzialmente al rumore residuo in presenza di vento visto che l'immissione massima dell'impianto al recettore più penalizzato (R18) è pari a 45,0 dB(A).

Anche in questa circostanza dunque, per ambedue i casi, i valori risultanti si attestano essere ampiamente al di sotto dei limiti di 70 e 60 dB(A) imposti per legge.

#### Limiti al differenziale:

Ponendosi nelle condizioni più penalizzanti e utilizzando i limiti imposti sia per il periodo notturno (3 dB(A)) che diurno (5 dB(A)), i risultati delle simulazioni portano alla seguente conclusione:

- sul recettore più esposto individuato come **R18 risultano rispettati i limiti di legge** in tutte le condizioni di immissione della sorgente, ovvero in tutte le condizioni di ventosità, e per tutto l'arco della giornata.
- Il differenziale massimo infatti non supera il valore di **2,0 dB(A)** in fascia diurna e di **2,7 dB(A)** in fascia notturna.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione specialistica sull'impatto acustico IT-VESMON-TEN-SIA-TR-07.

#### 4.7.2. Inquinamento elettromagnetico

La normativa nazionale per la tutela della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici disciplina separatamente le basse frequenze (es. elettrodomestici) e le alte frequenze (es. impianti radiotelevisivi, stazioni radiobase, ponti radio).

Il 14 febbraio 2001 è stata approvata dalla Camera dei deputati la legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico (L.36/01). In generale il sistema di protezione dagli effetti delle esposizioni agli inquinanti ambientali distingue tra:

- Effetti acuti (o di breve periodo), basati su una soglia, per cui si fissano limiti di esposizione che garantiscono con margini cautelativi - la non insorgenza di tali effetti;
- Effetti cronici (o di lungo periodo), privi di soglia e di natura probabilistica (all'aumentare dell'esposizione aumenta non l'entità ma la probabilità del danno), per cui si fissano livelli operativi di riferimento per prevenire o limitare il possibile danno complessivo.

E' importante dunque distinguere il significato dei termini utilizzati nelle leggi (riportiamo nella tabella 9 le definizioni inserite nella legge quadro).

**Tabella 9 – Definizioni di limiti di esposizione, di valori di attenzione e di obiettivi di qualità secondo la legge quadro.**

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela dagli effetti acuti.
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo.
Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori ai CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo.

La normativa di riferimento in Italia per le linee elettriche è il DPCM del 08/07/2003 (G.U. n. 200 del 29.08.2003) "Fissazione dei limiti massimi di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"; tale decreto, per effetto di quanto fissato dalla legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico, stabilisce:

- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze non contemplate dal D.M. 381/98, ovvero i campi a bassa frequenza (ELF) e a frequenza industriale (50 Hz);
- I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute dei lavoratori professionalmente esposti nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz (esposizione professionale ai campi elettromagnetici);
- Le fasce di rispetto per gli elettrodotti.

Relativamente alla definizione di limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità per l'esposizione della popolazione ai campi di frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti, il DPCM 08/07/03 propone i valori descritti in tabella 10 riportata a seguire, confrontati con la normativa europea.

**Tabella 10 – Limiti di esposizione, limiti di attenzione e obiettivi di qualità del DPCM 08/07/03, confrontati con i livelli di riferimento della Raccomandazione 1999/512CE.**

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (µT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
DPCM	Limite d'esposizione	100	5.000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998,OM5)	100	5.000

Il valore di attenzione di 10 µT si applica nelle aree di gioco per l'infanzia, negli ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e in tutti i luoghi in cui possono essere presenti persone per almeno 4 ore al giorno. Tale valore è da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

L'obiettivo di qualità di 3 µT si applica ai nuovi elettrodotti nelle vicinanze dei sopraccitati ambienti e luoghi, nonché ai nuovi insediamenti ed edifici in fase di realizzazione in prossimità di linee e di installazioni elettriche già esistenti (valore inteso come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio). Da notare che questo valore corrisponde approssimativamente al livello di induzione prevedibile, per linee a pieno carico, alle distanze di rispetto stabilite dal vecchio DPCM 23/04/92.

Si ricorda che i limiti di esposizione fissati dalla legge sono di 100 µT per lunghe esposizioni e di 1000 µT per brevi esposizioni.

Per quanto riguarda la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentite le ARPA, ha approvato, con Decreto 29 Maggio 2008, "La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti".

Tale metodologia, ai sensi dell'art. 6 comma 2 del D.P.C.M. 8 luglio 2003, ha lo scopo di fornire la procedura da adottarsi per la determinazione delle fasce di rispetto pertinenti alle linee elettriche aeree e interrate, esistenti e in progetto. I riferimenti contenuti in tale articolo implicano che le fasce di rispetto debbano attribuirsi ove sia applicabile l'obiettivo di qualità: "Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione di nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio" (Art. 4).

Al fine di semplificare la gestione territoriale e il calcolo delle fasce di rispetto è stato introdotto nella metodologia di calcolo un procedimento semplificato che trasforma la fascia di rispetto (volume) in una distanza di prima approssimazione (distanza).

La determinazione delle DPA è stata effettuata in accordo al D.M. del 29/05/2008 riportando per ogni opera elettrica la summenzionata DPA. Dalle analisi, i cui risultati sono riassunti nei grafici e tabelle riportati nei paragrafi precedenti, si può desumere quanto segue:

- Per la cabina di raccolta 36 kV, la distanza di prima approssimazione è stata valutata in ± 7 m per le sbarre in alta tensione (36 kV). Si fa presente che tali DPA ricadono all'interno delle particelle catastali dell'area della cabina di raccolta di proprietà del proponente. In particolare, all'interno delle aree summenzionate delimitate dalle DPA non risultano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere.
- Per il cavidotto del collegamento interno in alta tensione del parco eolico la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 2 m rispetto all'asse del cavidotto;

- Per il cavidotto AT del collegamento esterno in alta tensione del parco eolico la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 2,5 m rispetto all'asse del cavidotto.

I valori di campo elettrico risultano rispettare i valori imposti dalla norma (≤5000 V/m) in quanto le aree con valori superiori ricadono all'interno della cabina di raccolta 36 kV il cui accesso è consentito al solo personale autorizzato.

Tutte le aree summenzionate delimitate dalla DPA ricadono all'interno di aree nelle quali non risultano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere.

Si può quindi concludere che la realizzazione delle opere elettriche relative al parco eolico sito nei comuni di Montecilfone e Montenero di Bisaccia, in Provincia di Campobasso in località "Guardiola", rispetta la normativa vigente.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione IT-VESMON-TEN-SIA-TR-11.

#### 4.7.3. Sicurezza volo a bassa quota

Il regolamento ENAC per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti al capitolo 4 paragrafo 11 riporta i requisiti per la segnalazione ed illuminazione degli ostacoli all'interno ed in prossimità del sedime aeroportuale, siti nell'area sottostante le superfici di delimitazione degli ostacoli.

Inoltre stabilisce che tutti gli oggetti che si trovano al di fuori delle superfici di delimitazione degli ostacoli, con altezza sul livello del terreno superiore o uguale a 100 m e a 45 m sull'acqua, devono essere trattati come ostacolo alla navigazione aerea.

A partire dal febbraio 2015 è entrata in vigore una nuova procedura ENAC per la verifica dei potenziali ostacoli e pericoli per la Navigazione Aerea. Alla lettera f della procedura sono elencate le Opere Speciali che possono costituire un pericolo per la navigazione aerea (aerogeneratori, impianti fotovoltaici, impianti a biomassa, etc...).

Secondo quanto indicato al punto 1 della lettera f:

"Gli aerogeneratori, costituiti spesso da manufatti di dimensioni ragguardevoli, specie in altezza, con elementi mobili e distribuiti su aree di territorio estese (differenziandosi così dalla tipologia degli ostacoli puntuali), sono una categoria atipica di ostacoli alla navigazione aerea che, ove ricadenti in prossimità di aeroporti o di sistemi di comunicazione/navigazione/radar (CNR), possono costituire elementi di disturbo per i piloti che li sorvolano e/o generare effetti di interferenza sul segnale radioelettrico dei sistemi aeronautici CNR, tali da degradarne le prestazioni e comprometterne l'operatività.

Per tale motivo questa tipologia di struttura dovrà essere sempre sottoposta all'iter valutativo di ENAC se:

- Posizionata entro 45 Km dal centro dell'ARP di un qualsiasi aeroporto;
- Posizionata entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;
- Interferente con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.

Al di fuori delle condizioni di cui ai punti a, b, e c., dovranno essere sottoposti all'iter valutativo solo le strutture di altezza dal suolo (AGL), al top della pala, uguale o superiore a 100 m (45 m se sull'acqua)".

Dal punto di vista militare, si richiama la circolare dello Stato Maggiore Difesa n° 146/394/4422 del 09/08/2000 "Opere costruenti ostacolo alla navigazione aerea, segnaletica e rappresentazione cartografica". Secondo quanto riportato al punto 5 della circolare, ai fini della rappresentazione cartografica di cui si occupa il CIGA, sono d'interesse gli ostacoli verticali con altezza dal suolo uguale o superiore a 15 m quando posti fuori dai centri abitati. Al punto 4 la circolare stabilisce che gli ostacoli verticali quando situati fuori dai centri urbani con altezza dal suolo superiore a 150 m devono essere provvisti di segnaletica cromatica e luminosa.

Il progetto in esame prevede l'installazione di aerogeneratori aventi altezza al mozzo 119 m e altezza totale pari a 200 m. Gli aerogeneratori, inoltre, ricadono a più di 70 km dall'aeroporto di Pescara e a circa 80 Km dagli aeroporti di Foggia.

Pertanto, gli aerogeneratori dovranno essere opportunamente segnalati e sottoposti a valutazione da parte dell'ENAC, che ha predisposto una sua procedura valutativa, e dell'Aeronautica Militare. In caso di approvazione del progetto, verranno comunicati all'ENAV e al CIGA le caratteristiche identificative degli ostacoli per la rappresentazione cartografica degli stessi.

La segnalazione cromatica e luminosa proposta per gli aerogeneratori di progetto è illustrato sull'elaborato della sezione 7 del progetto.

#### 4.8. Compatibilità alle Linee Guida Regionali del 2011 e al PEAR

La disciplina per gli insediamenti di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Molise è individuata nella L.R. 7 agosto 2009, n.22 e ss.mm.ii. (L.R. 23 dicembre 2010, n.23) e dalla D.G.R. 4 agosto 2011, n. 621 "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del D. Lgs. n. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise".

Nel 2017 la regione Molise si è dotata di un Piano Energetico e Ambientale Regionale (PEAR) che, fra l'altro, identifica le aree non idonee alla localizzazione degli impianti FER, ribadendo e richiamando quanto già riportato nelle Linee Guida.

Secondo le Linee Guida, con riferimento ai criteri di localizzazione degli impianti eolici, e secondo il PEAR, con riferimento alle aree non idonee, si specifica che:

- a) L'impianto ricade all'esterno della fascia di rispetto di 2 km misurata dal perimetro dei complessi monumentali; all'esterno della fascia di rispetto di 1 km misurata dal perimetro dei parchi archeologici; all'esterno della fascia di rispetto di 500 m misurata dal perimetro delle aree archeologiche - in tale definizione rientrano anche i tratturi (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-01.2).
- b) L'impianto ricade all'esterno della fascia di rispetto di 300 m più 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore (pari, nel caso in questione, a 1500 m) dai centri abitati individuati dallo

strumento urbanistico comunale vigente (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-01.3);

- c) L'impianto si trova ad una distanza non inferiore a 400 m dai fabbricati adibiti a civile abitazione (rif. elab. IT-VESMON-TEN-SIA-DW-01\_02\_03);
- d) Nell'area di impianto non sono presenti altri impianti eolici pertanto è garantita la distanza superiore a cinque diametri del rotore (pari a 810 m) nella direzione dei venti dominanti degli aerogeneratori di progetto dagli aerogeneratori degli impianti eolici esistenti (rif. elab. IT-VESMON-TEN-GEN-DW-03).
- e) Gli aerogeneratori di progetto si collocano ad una distanza non inferiore a 200 m da autostrade; 150 m da strade nazionali provinciali; 20 m da strade comunali (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-01.3);
- f) L'impianto ricade all'esterno della fascia di rispetto di 3000 m lineari dalla costa verso l'interno della regione;
- g) Gli aerogeneratori ricadono all'esterno della fascia di rispetto di 200 m dalle sponde di fiumi e torrenti, nonché dalla linea di battigia di laghi e dighe artificiali e dal limite esterno delle zone umide, di importanza regionale, nazionale e comunitaria (rif. elab. IT-VESMON-TEN-PAE-DW-01.1);

**Pertanto, il progetto è conforme alle Linee Guida della Regione Molise del 2011 ed al PEAR.**

