

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI LECCE

Comune:
Galatina

Località "San Vito"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - Potenza nominale **19.650,00 kWp in DC** e potenza in immissione di **17.000,00 kW in AC**

Codice Pratica Regione Puglia MHNQZC6

Sezione 0:

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE ED ALLEGATI

Titolo elaborato:

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE - QUADRO PROGRAMMATICO

N. Elaborato: SIA01

Scala: -

Committente

Galatina 2 S.r.l.

Via Francesco Scandone,4
Montella (AV) - 83048
P.IVA 03126160641
galatina21@legalmail.it

Amministratore Unico
Geom. Braccia Gerardo Carmine

Progettazione



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	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE
00	Agosto 2022	AM sigla	PM sigla	NF sigla	Emissione Progetto Definitivo
		Elaborazione	Approvazione	Emissione	
Nome File sorgente		FV.GAL01.C2.PD.SIA01.R00.dwg	Nome file stampa	FV.GAL01.C2.PD.SIA01.R00.pdf	Formato di stampa A3

INDICE

CAPITOLO 1	3
INTRODUZIONE	3
1.1 Premessa.....	3
1.2 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione	3
1.3 Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento.....	3
1.4 Ambito tematico del progetto	3
1.5 La VIA in Europa, in Italia e in Puglia.....	5
1.5.1 <i>Le direttive della comunità europea</i>	5
1.5.2 <i>Il quadro normativo nazionale</i>	5
1.5.3 <i>Normativa Regionale</i>	7
1.5.4 <i>La procedura di valutazione ambientale per l'impianto fotovoltaico di progetto</i>	7
CAPITOLO 2	8
UBICAZIONE E PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO DEL PROGETTO	8
2.1 Inquadramento dell'area complessivamente interessata dall'intervento e cenni storici del territorio comunale	8
2.2 Principali caratteristiche dell'impianto	8
CAPITOLO 3	9
STRATEGIE, PROGRAMMI E PIANI PER L'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E IL CLIMA	9
3.1 Ambito tematico di riferimento	9
3.2 Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima	9
3.2.1 <i>Gli Accordi Internazionali</i>	9
3.2.2 <i>Il Protocollo di Kyoto</i>	9
3.2.3 <i>L'accordo di Parigi sul Clima</i>	10
3.3 Strategie e strumenti operativi dell'Unione Europea per l'energia e il clima.....	10
3.3.1 <i>Winter Package</i>	10
3.3.2 <i>Strategie dell'Unione Europea rispetto all'Accordo globale sul Clima (Parigi 2015)</i>	11
3.3.3 <i>Quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030</i>	11
3.3.4 <i>Direttiva Energie Rinnovabili</i>	12
3.3.5 <i>Azioni Future nel campo delle Energie Rinnovabili</i>	12
3.3.6 <i>Il Green New Deal Europeo COM(2019)640</i>	12
3.4 Strategie e strumenti di programmazione energetica dello Stato Italiano	14
3.4.1 <i>Piano Energetico Nazionale</i>	14
3.4.2 <i>Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente</i>	14
3.4.3 <i>Legge n. 239 del 23 agosto 2004</i>	14
3.4.4 <i>Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017</i>	15
3.4.5 <i>Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee</i>	15
3.4.6 <i>Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima</i>	16
3.4.7 <i>Il Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR</i>	17
3.4.8 <i>Normativa specifica in materia energetica</i>	18
3.5 Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Puglia.....	20

3.5.1	<i>Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Puglia</i>	20
3.6	Rapporto di coerenza della proposta in progetto	22
CAPITOLO 4		23
ANALISI DEI LIVELLI DI TUTELA.....		23
4.1	Inquadramento vincolistico	23
4.2	D.LGS 42/04 - Codice Dei Beni Culturali	23
4.3	Pianificazione Paesaggistica Regionale - IL PPTR.....	23
4.4	Il PTCP della Provincia di Lecce.....	23
4.5	Patrimonio floristico, faunistico e aree protette	24
4.5.1	<i>Aree Naturali protette</i>	24
4.5.2	<i>Zone Umide di Interesse Nazionale</i>	24
4.5.3	<i>Rete Natura 2000</i>	24
4.5.4	<i>Aree IBA</i>	24
4.5.5	<i>Piano Faunistico Venatorio Regionale</i>	24
4.6	Tutela del territorio e delle acque.....	24
4.6.1	<i>PAI</i>	24
4.6.2	<i>Vincolo Idrogeologico</i>	25
4.6.3	<i>Piano Tutela delle acque</i>	25
4.6.4	<i>Aree percorse dal fuoco</i>	25
4.6.5	<i>Vincolo Sismico</i>	25
4.6.6	<i>Concessioni minerarie</i>	25
4.6.7	<i>Normativa sui rifiuti</i>	25
4.7	Compatibilità al Regolamento Regionale 24/2010	26
4.8	Pianificazione Comunale	26
4.8.1	<i>Pianificazione comunale di Galatina</i>	26
CAPITOLO 5.....		27
SINTESI COERENZA DEL PROGETTO AI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE		27

CAPITOLO 1 INTRODUZIONE

1.1 Premessa

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 17 MW e potenza di picco pari a 19,65 MWp da installare nel comune di Galatina (LE) in località "S. Vito", e con opere di connessione ricadenti tutte nello stesso territorio comunale.

Proponente dell'iniziativa è la società Galatina 2 S.r.l. con sede a Montella (AV) in Via Francesco Scandone 4.

L'impianto fotovoltaico è costituito da 37436 moduli in silicio policristallino ognuno di potenza pari a 525 Wp. I moduli fotovoltaici sono montati su una struttura in acciaio zincato ancorata al terreno. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire stringhe. L'impianto è organizzato in gruppi di stringhe collegati alle cabine di campo. L'impianto è suddiviso in 8 campi: i campi denominati 1-2-3-4-5-6-7-8 sono delimitati a Sud dalla SP47 e a Nord/Est dalla strada vicinale Due Trappeti.

L'energia elettrica viene prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua e viene trasmessa all'inverter che provvede alla conversione in corrente alternata. Ogni inverter è posto all'interno di una cabina di campo all'interno della quale è ubicato il trasformatore MT/BT.

Le linee MT in cavo interrato collegheranno fra loro le cabine di campo e quindi proseguiranno alla cabina di raccolta prevista all'interno dell'area campo 1. Dalla cabina di raccolta si svilupperà il collegamento in cavo interrato MT a 30 kV per il trasferimento dell'energia prodotta alla sottostazione di trasformazione di utenza (150/30 kV) prevista all'interno di un'area condivisa con altri produttori che si collegherà in antenna a 150 kV con la futura stazione Terna "Galatina" RTN 380/150 kV da connettere in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Galatina – Taranto Nord".

La proposta progettuale presentata è stata sviluppata in modo da ottimizzare al massimo il rapporto tra le opere di progetto e il territorio, limitare al minimo gli impatti ambientali e paesaggistici e garantire la sostenibilità ambientale dell'intervento.

1.2 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 fotovoltaico, 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.

1.3 Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento

Il progetto segue l'iter di Autorizzazione Unica, così come disciplinato dall'art.12 del D.Lgs. 387/03 e s.m.i e dalle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per il procedimento di cui all'art.12 del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n.387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guide tecniche per gli impianti stessi".

Per ciò che attiene gli aspetti ambientali, il progetto di impianto fotovoltaico in esame risulta soggetto a procedura di VIA in sede statale ai sensi dell'art. 7 bis comma 2 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Infatti, data la potenza di picco superiore a 10 MW, l'impianto rientra tra i progetti di cui all'allegato II alla parte seconda del Decreto, così come modificato dall'art.31 comma 6 della Legge n.108 del 2021.

1.4 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).

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.

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 (un riepilogo dei risultati delle procedure d'asta viene riportato nella tabella seguente). 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.

Rif. Procedura d'asta	Contingente posto a base d'asta [MW]	Contingente assegnato [MW]
1	500	500
2	500	425,3
3	700	313,9
4	700	279
5	700	73,6
6	800	595,3
7	1600	Gara ancora non espletata

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** a meno che con il neo Ministero della Transizione Ecologica, istituito nel 2021 dal Governo Draghi, non si attui la svolta enunciata atta a garantire procedure snelle e criteri di valutazione che possano davvero tenere conto sia del paesaggio che dei benefici ambientali degli impianti FER.

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.

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...).».

1.5 La VIA in Europa, in Italia e in Puglia

1.5.1 *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.

1.5.2 *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.

Il DLgs 152/2006 è stato recentemente modificato dal Decreto-Legge n. 77 del 2021 che ha introdotto importantissime novazioni 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.

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.**

Secondo l'Art. 17 del DL 77/2021, all'art. 8 del D.Lgs 152/2006 è aggiunto il comma 2-bis che recita:

"Per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale di competenza statale dei progetti ricompresi nel PNRR, di quelli finanziati a valere sul fondo complementare nonché dei progetti attuativi del PNIEC individuati nell'Allegato I-bis del presente decreto, è istituita la Commissione Tecnica PNRR-PNIEC, posta alle dipendenze funzionali del Ministero della transizione ecologica...".

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.

In merito 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 aventi ad oggetto impianti alimentati da fonti rinnovabili 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".

Il Decreto Legislativo è stato oggetto di ulteriori modifiche ed integrazioni, tra le quali le più recenti inerenti alla valutazione di impatto ambientale sono state introdotte dal decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito successivamente in legge.

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

- *Gli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW (calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale) rientrano al punto 2) dell'allegato II alla parte seconda del DLgs 152/2006 e quindi sono sottoposti a VIA di competenza Statale.*
- *Gli impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW sono elencati alla lettera b del punto 2) dell'allegato IV alla parte seconda del DLG 152/2006 e quindi sono sottoposti a procedura di verifica di assoggettabilità a via di competenza regionale (o provinciale) se ricadenti al di fuori di aree naturali protette e siti della Rete Natura 2000.*

1.5.3 Normativa Regionale

La Regione Puglia, in attuazione della Direttiva 85/377, ha emanato la **legge regionale L.r. n. 11 del 12/04/2001 "Norme sulla valutazione d'impatto ambientale"** che recepisce anche le modifiche introdotte in materia dalla successiva Direttiva 97/11, le integrazioni e le modifiche al DPR 12/04/1996 del DPCM 03/09/1999 nonché le procedure di valutazione di incidenza ambientale di cui al DPR n. 357 del 08/09/1997, recentemente integrato e modificato dal DPR 12 marzo 2003, n. 120.

La legge regionale n.11/2001 è stata rettificata in B.U. 17/05/2001, n. 72 e in in B.U. 04/10/2001, n. 148.

Tante sono state le modifiche alla legge regionale n.11/2001: le prime modifiche si sono avute con le leggi n.17 del 14/06/07; n.25 del 3/08/07 e n.40 del 31/12/07. Le modifiche apportate, tra le altre cose, prevedono che tra gli interventi da assoggettare a VIA rientrano anche quelli che interessano i siti della Rete Natura 2000. Vengono altresì ridefinite le competenze della Regione, delle Provincie e dei Comuni.

Ulteriori modifiche ed integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 sono state apportate con la Legge Regionale n.1 del19/02/2008, n. 31 del 21/10/2008, n. 13 del18/10/2010, n. 33 del 19/11/2012, n. 44 del 14/12/2012, n. 4 del 12/02/2014, n.28 del 26/10/2016, la sentenza C.Cost. n. 264 del 15/12/2016, la Leggi Regionali n. 31 del 07/08/2017, n. 67 del 29/12/2017, n. 67 del 28/12/2018, n. 22 del 05/07/2019.

La legge regionale 11/01 e s.m.i. è composta da 32 articoli e da 2 Allegati contenenti gli elenchi relativi alle tipologie progettuali soggette a VIA obbligatoria (Allegato "A") e quelle soggette a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (Allegato "B").

Il Progetto, nello specifico della normativa regionale, è compreso tra le tipologie di interventi riportate nell'Allegato B.2 della L.R. n. 11 del 12/4/2001, modificata dalla L.R. n. 25 del 3 agosto 2007 e dalla L.R. n.13 del 18 ottobre 2010 (cfr. B.2.g/5-bis) – "Impianti industriali per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, diversi da quelli di cui alle lettere B.2.g, B.2.g/3 e B.2.g/4, con potenza elettrica nominale uguale o superiore a 1 MW" e pertanto rientra tra le categorie di opere da sottoporre alla procedura di Verifica di Assoggettabilità a Valutazione d'Impatto Ambientale di competenza provinciale.

1.5.4 La procedura di valutazione ambientale per l'impianto fotovoltaico di progetto

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a 19,65 MWp (superiore alla soglia di 10 MW). Pertanto, secondo quanto stabilito dal D.Lgs. 152/2006, risulta soggetto a procedura di VIA in sede statale. Infatti, l'impianto rientra tra i progetti di cui all'allegato II alla parte seconda del Decreto, così come modificato dall'art.31 comma 6 della Legge n.108 del 2021 e dal Decreto-Legge 50/2022.

CAPITOLO 2

UBICAZIONE E PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO DEL PROGETTO

2.1 Inquadramento dell'area complessivamente interessata dall'intervento e cenni storici del territorio comunale

L'intervento oggetto di studio interessa il territorio comunale di Galatina, in particolare l'impianto verrà realizzato in località "S. Vito", a ovest del centro urbano. Il territorio di Galatina è situato nell'entroterra del "Salento", ed è tra i comuni più estesi della Provincia di Lecce.

I caratteri dell'area sono quelli peculiari del Tavoliere Salentino entro il quale l'intervento si inquadra il progetto. Situata a 75m s.l.m., in posizione pressoché baricentrica rispetto al territorio provinciale, Galatina si estende per 8193 ettari e comprende le frazioni di Noha, Collemeto e Santa Barbara, tre importanti località per la produzione agricola. Città per regio decreto fin dal 20 luglio 1793 dista da Lecce circa 20km da cui è raggiungibile tramite la SP362 in direzione sud.

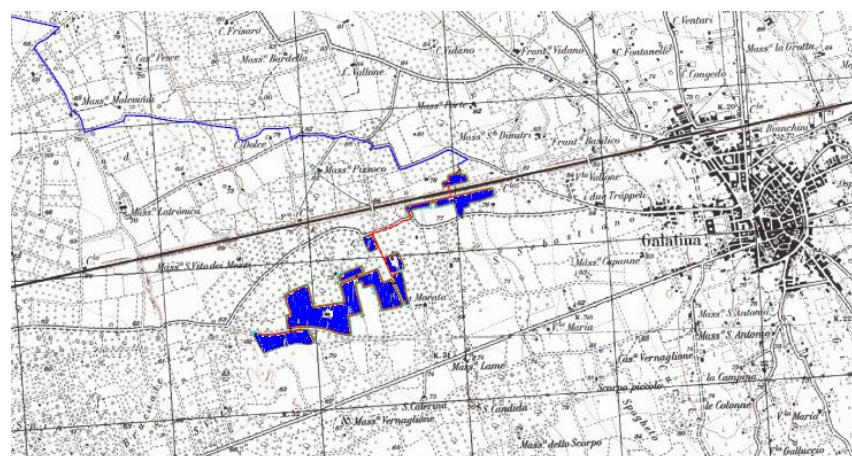


Figura 1 – Inquadramento impianto fotovoltaico su IGM

L'area di impianto, ove è prevista l'installazione dei pannelli fotovoltaici, è localizzata in prossimità del centro abitato di Galatina. Dal punto di vista altimetrico l'impianto si colloca su due aree una più a nord est e l'altra più a sud ovest poste rispettivamente sui 83 mslm e i 77 mslm.

Le aree si presentano pianeggianti e sono adibite in parte a seminativi e in parte a uliveti. Le aree sui quali sono previsti i pannelli sono attualmente incolte. L'impianto si inserisce in un contesto con una bassa densità abitativa ed è delimitato a Sud dalla SP47 e a Nord/Est dalla strada vicinale Due Trappeti. La presenza di viabilità rende le aree facilmente accessibili.

Dal punto di vista naturalistico l'area d'installazione dell'impianto fotovoltaico ricade all'esterno di siti della Rete Natura 2000, Aree IBA, aree naturali protette e oasi di protezione faunistica.

Le aree interessate dall'installazione dei pannelli fotovoltaici sono esterne anche al perimetro dei Beni Paesaggistici e degli Ulteriori Contesti Paesaggistici individuati dal PPTR e delle aree individuate come non idonee dal RR 24/2010, fatta eccezione per l'ubicazione a

meno di 1 km dal centro di Galatina. Tuttavia, come stabilito dal DLgs 199/2021, l'impianto ricade in area idonea per legge in quanto non interessa beni tutelati dal DLgs 42/2004 e si pone ad una distanza superiore a 1 km da beni monumentali e aree tutelate ai sensi dell'art. 136 dello stesso DLgs 42/2004. Non sono interessate aree a rischio e pericolosità idraulica e geomorfologica individuate dal PAI, se non per una limitata porzione dell'impianto che ricade in aree a pericolosità idraulica BP.

L'intervento si inquadra sul foglio 526 "Nardò" della cartografia IGM in scala 1:50.000.

Dal punto di vista catastale, i pannelli fotovoltaici ricadono sulle seguenti particelle del comune di Galatina:

FOGLIO 66 p.lle 92-271-283

FOGLIO 67 p.lle 30-49-53-54-141-229-232-236

FOGLIO 78 p.lle 28-29-165-167

La cabina di raccolta ricade sulla particella 28 del foglio 78.

Il cavidotto MT esterno si sviluppa a partire dalla cabina di raccolta ed attraversa i fogli catastali 28, 29, 30, 34, 60, 61, 68 e 78.

La sottostazione di trasformazione di utenza (150/30 kV) prevista all'interno di un'area condivisa con altri produttori e la futura stazione Terna "Galatina" RTN 380/150 kV ricadono sulle particelle 10-11-12-13-204-205-206-207-208-209-210 del foglio catastale n. 30.

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

Si fa presente che le aree sulle quali è prevista l'installazione del campo fotovoltaico sono già nella disponibilità della proponente in virtù di contratti con i proprietari terrieri.

2.2 Principali caratteristiche dell'impianto

L'impianto fotovoltaico di progetto ha una potenza complessiva di picco installata pari a 19,65 MWp ed è costituito da 37436 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 525 Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire stringhe da 28 moduli. Ogni stringa è montata su una struttura in acciaio zincato ancorata al terreno. L'impianto è organizzato in gruppi di stringhe collegati alle cabine di campo.

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

- N. 37436 moduli fotovoltaici da 525 Wp collegati in stringhe installate su strutture di supporto;
- N°17 inverter di potenza nominale 998 kVA;
- N°17 trasformatori MT/BT di potenza nominale 1000 kVA;
- N°23 cabine di campo all'interno dell'area d'impianto;
- Una cabina di raccolta interna all'area d'impianto ubicata all'interno del sottocampo 1;
- Recinzione esterna perimetrale alle aree di installazione dei pannelli fotovoltaici

- N°8 cancelli carrai da installare, ognuno, lungo la recinzione perimetrale per gli accessi alle quattro aree campo;
- Realizzazione di circa 7400 m di viabilità interna ai campi fotovoltaici;
- Una linea in cavo interrato MT di collegamento interno tra le aree d'impianto e di collegamento con la cabina di raccolta per una lunghezza di circa 3460 m;
- Una linea in cavo interrato MT di collegamento esterno tra l'area d'impianto e la stazione di utenza AT/MT (lunghezza circa 4930 m);
- Una stazione elettrica di utenza AT/MT con sezione a 150 kV condivisa con altri produttori e collegata alla sezione 150 kV della futura Stazione Elettrica di trasformazione della Rete di Trasmissione Nazionale 150/380 kV "SPECCHIA" di Galatina (LE).

L'energia elettrica viene prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua e viene trasmessa all'inverter che provvede alla conversione in corrente alternata. L'inverter è posto all'interno della cabina di campo all'interno della quale è ubicato il trasformatore MT/BT.

Le linee MT in cavo interrato collegheranno fra loro gruppi di cabine di campo e quindi proseguiranno dapprima alla cabina di raccolta ed in seguito alla stazione di utenza AT/MT.

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

- **Opere civili:** installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici; realizzazione della viabilità interna al campo fotovoltaico; realizzazione della recinzione perimetrale al campo fotovoltaico; realizzazione degli scavi per la posa dei cavi elettrici; realizzazione delle cabine di campo, della cabina di raccolta e della stazione elettrica di utenza;
- **Opere impiantistiche:** installazione dei moduli fotovoltaici collegati in stringhe; installazione degli inverter e dei trasformatori all'interno delle cabine di campo; installazione delle apparecchiature e realizzazione dei collegamenti all'interno della cabina di raccolta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra i moduli fotovoltaici, le cabine di campo, la cabina di raccolta e la stazione elettrica di utenza. Realizzazione delle apparecchiature elettromeccaniche della stazione elettrica di utenza. Realizzazione degli impianti di terra dei gruppi di campo, delle cabine di campo, della cabina di raccolta e della stazione elettrica di utenza.

CAPITOLO 3

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

3.1 Ambito tematico di riferimento

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).

3.2 Strategie e accordi internazionali per l'energia e il clima

3.2.1 *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 indurre 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.

3.2.2 *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).

3.2.3 *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 CO2 (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO2) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

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

Riscaldamento Globale - L'articolo 2 dell'accordo fissa l'obiettivo di restare «ben al di sotto dei 2 gradi rispetto ai livelli pre-industriali», con l'impegno a «portare avanti sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi».

Obiettivo a lungo termine sulle emissioni - L'articolo 3 prevede che i Paesi «puntino a raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile», e proseguano «rapide riduzioni dopo quel momento» per arrivare a «un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo».

Impegni nazionali e revisione - In base all'articolo 4, tutti i Paesi «dovranno preparare, comunicare e mantenere» degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che «rappresentino un progresso» rispetto agli impegni precedenti e «riflettano ambizioni più elevate possibile».

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

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

Loss and Damage - L'accordo prevede un articolo specifico, l'8, dedicato ai fondi destinati ai Paesi vulnerabili per affrontare i cambiamenti irreversibili a cui non è possibile adattarsi, basato

sul meccanismo sottoscritto durante la 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 CO2 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.

3.3 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 allo stesso tempo 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.

3.3.1 *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.

3.3.2 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 cento 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 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.

Pacchetto Clima-Energia 20-20-20

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

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

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

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

3.3.3 Quadro per le politiche dell’energia e del clima al 2030

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

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

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

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

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

Gli obiettivi chiave per il 2030 sono:

- una riduzione almeno del 40% delle **emissioni di gas a effetto serra** (rispetto ai livelli del 1990)
- una quota almeno del 32% di **energia rinnovabile**

- un miglioramento almeno del 32,5% dell'**efficienza energetica**. Il quadro è stato adottato dal Consiglio europeo nell'ottobre 2014.

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

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

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

Per conseguire l'obiettivo:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gli Stati membri sono tenuti a 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.

3.3.4 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.

3.3.5 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.

3.3.6 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

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.

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

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

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

La priorità deve essere data all'efficienza energetica.

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

Allo stesso tempo, 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.

È 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.

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

Tabella 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.

3.4.1 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.

3.4.2 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 hanno 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.

3.4.3 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 della 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 commisurate 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).

3.4.4 *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.

3.4.5 *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 Puglia, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 3.0%, il decreto prevedeva di raggiungere nel 2020 l'obiettivo del 14.2% di energia prodotta con fonti rinnovabili.

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

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

3.4.6 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%.

È 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 solare, il PNIEC fissa un obiettivo minimo di realizzazione di 26,84 GW al 2025 e di 50,88 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
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194

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.

3.4.7 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 sono 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 no, 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** 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, il Decreto 77/2021 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.

3.4.8 *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.

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.

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.

Il DLgs 28/2011 è stato oggetto di recenti integrazioni e modifiche disposte da diversi atti normativi (DECRETO-LEGGE 31 maggio 2021, n. 77, LEGGE 29 luglio 2021, n. 108, DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199, DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 210, DECRETO-LEGGE 1 marzo 2022, n. 17, DECRETO-LEGGE 21 marzo 2022, n. 21, DECRETO-LEGGE 30 aprile 2022, n. 36, DECRETO-LEGGE 17 maggio 2022, n. 50) che hanno introdotto significative semplificazioni inerenti gli iter autorizzativi in funzione della taglia degli impianti e della localizzazione degli stessi.

I regimi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili sono regolati dai seguenti articoli, secondo un criterio di proporzionalità:

- a) comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11 del DLgs 28/2011;
- b) dichiarazione di inizio lavori asseverata di cui all'articolo 6-bis del DLgs 28/2011;
- c) procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del DLgs 28/2011;
- d) autorizzazione unica di cui all'articolo 5 del DLgs 28/2011.

Risultano altresì precisate le procedure autorizzative cui sono sottoposti gli interventi di modifica sostanziale e non sostanziale su progetti ed impianti esistenti.

Con riferimento agli impianti fotovoltaici, sono sottoposti a regime di Autorizzazione Unica gli impianti che, genericamente, presentano potenze superiori a 10 MW. Restano, tuttavia, sottoposti a PAS gli impianti fotovoltaici di potenza fino a 20 MW e delle relative opere di

connessione alla rete elettrica di alta e media tensione purché localizzati in aree a destinazione industriale, produttiva o commerciale nonché in discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati ovvero in cave o lotti (o porzioni) di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento, e delle relative opere connesse e infrastrutture necessarie, per i quali l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione abbia attestato l'avvenuto completamento delle attività di recupero e di ripristino ambientale previste nel titolo autorizzatorio nel rispetto delle norme regionali vigenti. Infine, il D.Lgs 28/2011 introduce novità importanti al sistema degli incentivi degli impianti alimentati da FER.

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.

Il DM 4 luglio 2019

Il 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.

Il Decreto Legislativo n.199 del 8 novembre 2021

Il DLgs n.199/2021 e smi ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile dell'Italia, 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. 2. Per seguire tali finalità, il DLgs 119/2021 definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al

2030, in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53.

Il decreto reca, quindi, disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito anche: PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito anche: PNIEC), con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento (UE) n. 2021/1119, con il quale si prevede, per l'Unione europea, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 per cento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Il DLgs n.199/2021 è stato oggetto di successive integrazioni e revisioni introdotte da diversi atti normativi: DECRETO-LEGGE 30 dicembre 2021, n. 228; LEGGE 25 febbraio 2022, n. 15; DECRETI DECRETO-LEGGE 21 marzo 2022, n. 21; DECRETO-LEGGE 1 marzo 2022, n. 17; LEGGE 27 aprile 2022, n. 34; DECRETO-LEGGE 30 aprile 2022, n. 36; DECRETO-LEGGE 17 maggio 2022, n. 50; LEGGE 20 maggio 2022, n. 51; DECRETO-LEGGE 16 giugno 2022, n. 68; LEGGE 29 giugno 2022, n. 79; LEGGE 15 luglio 2022, n. 91; LEGGE 5 agosto 2022, n. 108.

Al comma 1 dell'art. 20, il DLgs 199/2021 prevede che con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, siano stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il decreto precisa che nelle more dell'individuazione delle aree idonee, non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione. **Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee** all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee.

Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1 dell'art.20, **il D.Lgs 199/2021 e s.m.i. stabilisce come aree idonee per legge:**

- a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, nonché, per i soli impianti solari fotovoltaici, i siti in cui, alla data di entrata in vigore dello stesso

decreto 199/2021, sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o comunque con variazioni dell'area occupata nei limiti di cui alla lettera c-ter), numero 1), sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, anche con l'aggiunta di sistemi di accumulo di capacità non superiore a 8 MWh per ogni MW di potenza dell'impianto fotovoltaico;

- b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento.

c-bis) i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali.

c-bis.1) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori, di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC).

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

- 1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
- 2) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;
- 3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di sette chilometri per gli impianti eolici e di un chilometro per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma l'applicazione dell'articolo 30 del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108.

3.5 Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Puglia

La Regione Puglia, in adesione alle strategie nazionali sopra richiamate e in forza della L. 10/1991 e della riforma al Titolo V della Costituzione (Legge Bassanini), attua la sua politica energetica attraverso il Piano Energetico Ambientale Regionale.

Il PEAR, approvato nel 2007 è tuttora vigente ma ha integrato numerose modifiche e come si dirà è stato adottato ed è in corso di approvazione un nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale.

Di seguito si richiamano gli aspetti fondamentali del PEAR vigente e del nuovo PEAR in fase di redazione, soprattutto per ciò che riguarda **gli scenari obiettivo** al 2050.

3.5.1 Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Puglia

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

Il PEAR concorre pertanto a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) è lo strumento di pianificazione strategica con cui la Regione Puglia programma ed indirizza gli interventi in campo energetico sul territorio regionale. In linea generale, la pianificazione energetica regionale persegue finalità atte a contemperare le esigenze di sviluppo economico e sociale con quelle di tutela dell'ambiente e del paesaggio e di conservazione delle risorse naturali e culturali.

Sul fronte della domanda di energia, il Piano si concentra sulle esigenze correlate alle utenze dei diversi settori: il residenziale, il terziario, l'industria e i trasporti.

In particolare, rivestono grande importanza le iniziative da intraprendere per definire misure e azioni necessarie a conseguire il miglioramento della prestazione energetico-ambientale degli insediamenti urbanistici, nonché di misure e azioni utili a favorire il risparmio energetico.

Sul fronte dell'offerta, l'obiettivo del Piano è quello di costruire un mix energetico differenziato per la produzione di energia elettrica attraverso il ridimensionamento dell'impiego del carbone e l'incremento nell'utilizzo del gas naturale e delle fonti rinnovabili, atto a garantire la salvaguardia ambientale mediante la riduzione degli impatti correlati alla produzione stessa di energia.

Attraverso il processo di pianificazione delineato è possibile ritenere che il contributo delle fonti rinnovabili potrà coprire gran parte dei consumi dell'intero settore civile.

Prima ancora della scadenza del periodo di efficacia del PEAR approvato nel 2007, la Regione ha avviato un articolato e spesso contraddittorio processo di revisione, che è ancora in corso e rispetto al quale vi sono stati diversi atti deliberativi.

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

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

La revisione del PEAR è stata disposta anche dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato agli artt. 2 e 3 le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale.

La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii.

In relazione all'aggiornamento del PEAR proposto nel 2015 con la citata DGR 1181, come si evince dalla Relazione che accompagna la proposta di aggiornamento:

“...l'aggiornamento del vigente PEAR è riferito specificatamente alle fonti energetiche rinnovabili (FER) ed alle strategie per garantire il raggiungimento degli obiettivi regionali del Burden Sharing, di cui al DM 15/3/2012”.

Per definire gli obiettivi del nuovo PEAR si parte dal presupposto che la Puglia ha contribuito in maniera massiccia alla produzione nazionale di energia da FER a fronte di una percentuale di consumo interno più bassa di quella prodotta.

In particolare, per ciò che riguarda l'eolico:

“... ammonta a 4,3 TWh la produzione di energia da fonte eolica in Puglia nel 2015, pari al 28,3% dell'intera produzione italiana da questa fonte rinnovabile...” (fonte: elaborazione Althesys su dati GSE).

Per ciò che riguarda il fotovoltaico sono stati installati al suolo oltre 2000 MW, ben 10 volte quanto previsto nel PEAR del 2007.

Partendo da tali dati, con l'aggiornamento del PEAR nella proposta del 2015 sono stati individuati quali obiettivi principali, la disincentivazione delle nuove installazioni di eolico e fotovoltaico di grande taglia sul suolo (consentite limitatamente a siti industriali dismessi e aree produttive) il sostegno a FER poco sviluppate nel territorio regionale (geotermico, solare termodinamico, idrogeno) e soprattutto la promozione dell'efficientamento energetico del patrimonio edilizio.

La proposta di aggiornamento del Piano del 2015 non ha avuto esito neanche in termini di adozione, tanto che nel 2017 addirittura è stata annullata la DGR 602/2012 che rappresentava il presupposto giuridico a cui faceva riferimento la proposta di aggiornamento del 2015.

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

Infine, con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1424 del 2 agosto 2018 sono stati approvati il Documento Programmatico Preliminare del nuovo PEAR, il relativo rapporto preliminare ambientale e sono state avviate le consultazioni ambientali previste dall'art. 13 del D.Lgs 152/2006.

Il PEAR nel DPP del 2018 individua alcuni macro-obiettivi.

- Obiettivi Macro ~ Indirizzi e Sviluppo della Pianificazione Energetica
- A _ mix energetico, traiettorie e obiettivi
- B _ sostegno alle FER
- C _ potenzialità dell'infrastruttura elettrica
- D _ soluzione di transizione verso il “no fossil”
- E _ riduzione consumi ed economia circolare
- F _ innovazione e ricerca
- G _ assetto socioeconomico
- H _ costruzione di scenari energetici
- I _ sostenibilità del mix e competizioni tra le fonti
- J _ garantire la sostenibilità ambientale e paesaggistica nella realizzazione delle FER
- K _ percorsi di copianificazione e sussidiarietà

Quelli che interessano la generazione elettrica da fonte rinnovabile, sono gli obiettivi B, D ed E ovvero:

In relazione all'obiettivo B, trova spazio anche la strategia riferita agli impianti fotovoltaici, per i quali si ipotizza, tra l'altro, di

“...Promuovere la costruzione, condivisa con gli Enti locali, di una strategia per l'utilizzo oculato del territorio anche ai fini energetici facendo ricorso a migliori strumenti di classificazione del territorio stesso, che consentano l'installazione di impianti fotovoltaici senza consentire il consumo di suolo ecologicamente produttivo e, in particolare, senza precludere l'uso agricolo dei terreni stessi...”

In merito al cosiddetto Burden Sharing nel DPP del PEAR si ipotizza lo scenario seguente, in controtendenza rispetto a quanto emerso nella Conferenza delle Regioni in merito all'assoluta inadeguatezza di questo strumento a fronte degli ambiziosi obiettivi del PNIEC.

In sostanza la Regione ritiene di aver fatto enormi sforzi per la diffusione delle FER elettriche, a costo di creare forti implicazioni

rispetto ad altri importanti obiettivi regionali legati alla tutela del paesaggio e al rafforzamento dell'attrattività turistica.

Tuttavia, si registra un forte aumento dei consumi e pertanto la preoccupazione è che la ripartizione degli oneri in termini di burden sharing possa appesantire ancora molto il territorio in termini di consumo di suolo (fotovoltaico) e di impatti cumulativi (eolico).

La Regione Puglia vorrebbe puntare molto sul solare termico e sul risparmio energetico e limitare i nuovi impianti eolici e fotovoltaici di taglia industriale, previa individuazione di aree dedicate.

Tuttavia, appare assolutamente necessario che il PEAR venga aggiornato rispetto agli ambiziosi obiettivi previsti dal PNIEC, agli scenari di decarbonizzazione totale previsti per il 2050, al PNRR e alle dinamiche programmatiche e finanziarie susseguenti la pandemia, rispetto a cui il Piano Regionale, anche nella versione in corso di aggiornamento, non fa riferimento in quanto il DPP si basa su dati e contesti precedenti al 2018 e relativi alla sola SEN 2017.

Come premesso, La Regione Puglia ha recepito le Linee Guida Nazionali con l'emanazione del **RR 30 dicembre 2010 n. 24 “Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia”.**

In riscontro al DM 10 settembre 2010 (Linee Guida Nazionali) il R.R. 24/2010 individua le aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologia di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Il RR 24/2010 è stato implementato con le Linee Guida Energie Rinnovabili Parte Prima e Seconda del Piano Paesaggistico Regionale (PPTR), di cui si è detto nel precedente Capitolo 1.

Con legge regionale 30 dicembre 2021, n. 51, la Regione Puglia all'art. 36 ha sancito che nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dall'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, nelle aree non idonee alla localizzazione di nuovi impianti ai sensi del Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. e ai sensi del PPTR, sono consentiti interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28.

All'art. 37 viene sancito che, sempre nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dall'articolo 20 del d.lgs. 199/2021, nei siti oggetto di bonifica, inclusi i siti di interesse nazionale, situati all'interno delle aree non idonee definite per specifiche tipologie di impianti da fonti rinnovabili di cui all'allegato 3 del r.r. 24/2010, sono consentiti gli interventi di cui all'articolo 242-ter del d.lgs. 152/2006 riferiti a impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Non sono preclusi, ancorché ricadenti in aree non idonee alla localizzazione di nuovi impianti ai sensi del r.r. 24/2010, gli interventi nelle aree interessate da cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, purché siano oggetto di un preliminare intervento di recupero e di ripristino

ambientale, nel rispetto della normativa regionale, con oneri a carico del soggetto proponente.

Restano ferme, laddove previste, le procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al d.lgs. 152/2006, nonché le procedure paesaggistiche.

Si fa presente che la legge regionale n.51 del 2021 è stata emanata prima delle recenti modifiche introdotte all'art. 20 del DLgs n.199/2021, dal DECRETO-LEGGE 17 maggio 2022, n. 50 convertito in legge con modificazioni dalla L. 15 luglio 2022, n. 91, pertanto ai fini dell'individuazione delle aree idonee che di fatto superano le disposizioni previgenti regionali, vale quanto sancito dall'art. 20 del DLgs 199/2021 e s.m.i..

3.6 Rapporto di coerenza della proposta in progetto

L'impianto proposto presenta una potenza di picco pari a 19,65 MWp e, pertanto, in coerenza con le disposizioni del DLgs 28/2011 verrà sottoposto all'iter di Autorizzazione Unica di cui all'ex art. 12 del DLgs 387/2003.

Il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie internazionali ed europee sopracitate, in quanto prevede una produzione di energia da fonte inesauribile e rinnovabile e con emissioni nulle di CO2 in atmosfera, con conseguenti benefici ambientali e con un sensibile contributo al raggiungimento degli obiettivi sostenuti dall'UE.

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

In relazione alla tipologia di generazione, il progetto risulta perfettamente coerente con la strategia e la pianificazione nazionale e in particolare risulta in linea con gli obiettivi dichiarati nella SEN 2017 e nel PNIEC 2019.

In relazione agli obiettivi al 2050, la proposta risulta coerente sia in termini di tipologia impiantistica, sia in termini di potenze.

Per quanto riguarda gli aspetti localizzativi, l'impianto in progetto ricade in area idonea per legge ai sensi del comma 8 dell'art. 20 del DLgs n.199/2021 in quanto localizzato al di fuori del perimetro di beni sottoposti a tutela ai sensi del DLgs n.42/2004 e al di fuori della fascia di rispetto pari a 1 km dai beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda del DLgs n.42/2004 e ai sensi dell'art. 136 dello stesso decreto (lettera c-quater comma 8 art. 28 DLgs 199/2021).

L'impianto non ricade in alcuna area considerata non idonea dalla Regione Puglia ai sensi del PPTR e del RR 24/2010 fatta eccezione per l'ubicazione a meno di 1 km dal centro urbano di. Tuttavia, come sancito dal DLgs n.199/2021, l'impianto ricade in area idonea per legge.

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 di 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 fotovoltaico 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.

CAPITOLO 4

ANALISI DEI LIVELLI DI TUTELA

4.1 Inquadramento vincolistico

Nel presente capitolo viene effettuata la disamina dei diversi livelli di tutela che riguardano l'area vasta e quella strettamente interessata dal progetto.

Particolare attenzione è rivolta alla pianificazione paesaggistica e ad alcuni piani che interessano nello specifico la tipologia di intervento.

Per l'analisi dei livelli di tutela paesaggistica dell'area sono stati presi in considerazione il D.lgs. 42/04 e il PPTR Puglia, soprattutto al fine di individuare le eventuali interferenze dirette con i Beni Paesaggistici e gli Ulteriori Contesti Paesaggistici e verificare il livello di compatibilità.

Per il dettaglio grafico si rimanda alle tavole della SEZIONE 2 del progetto definitivo

Inoltre, per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento al progetto IBA e gli ambiti della Rete Natura 2000 oltre alle leggi di istituzione dei parchi e delle riserve naturali presenti sul territorio regionale.

Per quanto attiene agli aspetti idrologici e geomorfologici, si è fatto riferimento al PAI dell'ex AdB Puglia.

4.2 D.LGS 42/04 - 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 dal D.lgs. 62/2008, dal Dlgs 63/2008, e da successivi atti normativi. L'ultima modifica è stata introdotta dal D.lgs. 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del D.lgs. 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Il campo fotovoltaico e le relative opere di connessione sono ubicati all'esterno di aree vincolate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n.42/04 (rif. tavola 2.1.b).

4.3 Pianificazione Paesaggistica Regionale - IL PPTR

Il PPTR è stato approvato con DGR n. 176/2015 ed individua i beni paesaggistici e gli ulteriori contesti paesaggistici suddividendo gli stessi per diverse componenti paesistiche.

Dalla sovrapposizione del progetto con le tavole del PPTR si rileva quanto segue (rif tavole 2.1.b e 2.1.c).

Componenti Geomorfologiche

- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza

Componenti Idrologiche

- Beni Paesaggistici
 - Nessuna interferenza
- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza

Componenti Botanico Vegetazionali

- Beni Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.
- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.

Componenti delle Aree Protette e dei Siti Naturalistici

- Beni Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.
- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza

Componenti Culturali ed insediative

- Beni Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.
- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.

Componenti dei valori Percettivi

- Ulteriori Contesti Paesaggistici
 - o Nessuna interferenza.

Il progetto risulta compatibile con le previsioni di tutela del PPTR data l'assenza di interferenze dirette sia con i beni paesaggistici che con gli ulteriori contesti paesaggistici.

4.4 Il PTCP della Provincia di Lecce

Il Piano territoriale di Coordinamento Provinciale della provincia di Lecce è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Provinciale n.75 del 24/10/2008.

Il PTCP vigente si articola in quattro grandi tematiche cosiddette "Politiche":

- Politiche del Welfare;
- Politiche della Mobilità;
- Politiche della Valorizzazione;

➤ Politiche Insediative;

Gli aspetti conoscitivi e gli scenari trovano sintesi nelle 16 Tavole di Piano (le opere rientrano nella Tavola 04).

Sul BURP n. 72 del 27-5-2021 è stato pubblicato dall'Amministrazione Provinciale di Lecce l'Avviso di adozione dello "Schema di Variante generale di adeguamento e di aggiornamento del Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)", atto con cui si avvia la fase delle osservazioni alla VAS del PTCP in variante.

Il Piano in Variante risulta adeguato e recepisce le previsioni dei piani sovraordinati e in particolare del PPTR, del Piano Regionale dei Trasporti e del PAI.

Dalle tavole del PTCP che riportano i principali tematismi rispetto ai vincoli si rileva che:

- L'impianto ricade negli ambiti territoriali estesi (ATE) del PUTT/p di valore E-C (rif. Tavola 2.1.i).
- L'impianto non interessa aree soggette a vincolo paesaggistico di cui al D.lgs. 42/2004 e s.m.i
- L'impianto ricade marginalmente su aree con presenza di doline (rif. Tavola 2.1.k).
- L'impianto ricade su aree interessate dalla presenza di "pagghiare", "muretti a secco", e con il cavidotto attraversa due aree di masserie (rif. Tavola 2.1.l);
- Dalla tavola della politica del Welfare si rileva che l'impianto, con le varie opere, ricade in diverse aree con presenza di oliveti della "politica della valorizzazione – agricoltura d'eccellenza".
Il cavidotto attraversa aree con pagghiare, ville e casini e aree "di potenziale espansione della dispersione insediativa". Segue poi altre strade di collegamento provinciale (rif. Tav. 2.1.h).

Con riferimento ai principali temi riscontrati si fa presente quanto segue.

Per quanto attiene ai vincoli si fa presente che a seguito dell'entrata in vigore del PPTR, il PUTT è stato superato pertanto per la pianificazione paesaggistica regionale si fa riferimento al PPTR rispetto al quale l'intervento è compatibile (vedasi paragrafo precedente).

L'intervento si inserisce in un territorio con presenza di doline, ma come si evince anche dalla tavola degli UCP del PPTR, non sussistono interferenze dirette con le componenti geomorfologiche.

Non si determinano interferenze dirette con pagghiare e muretti a secco e altri elementi del paesaggio agrari. Il passaggio del cavidotto in corrispondenza delle masserie è previsto sempre su viabilità esistente tutelando in tal modo la conservazione dei beni.

L'impianto di fatto verrà realizzato su aree che attualmente sono sgombre da ulivi. Qualora dovesse rendersi necessario la rimozione di qualche esemplare, si provvederà al rimpianto sulle aree nella disponibilità della proponente.

La posa del cavidotto esterno su viabilità esistente non determinerà interferenze con pagghiare, ville e casini presenti sulle aree né sarà in contrasto con le finalità insediative delle stesse aree.

L'intervento trattandosi di un impianto finalizzato alla produzione di energia da fonte rinnovabile non inciderà sull'evoluzione insediativa e sui fenomeni di dispersione e concentrazione, anche in considerazione del fatto che le opere ricadranno in zona agricola del PUG di Galatina.

Per quanto detto, l'intervento risulta compatibile con le norme del PTCP.

4.5 Patrimonio floristico, faunistico e aree protette

4.5.1 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 regionale 19/1997, emanata in recepimento della legge quadro 341/91, riporta i criteri per l'individuazione delle aree naturali protette sul territorio della Regione Puglia.

L'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade in aree naturali protette (rif. 2.1.b).

4.5.2 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 Puglia sono presenti 3 Zone Umide di importanza internazionale, di cui:

"Le Cesine", in Provincia di Lecce, inclusa nella ZPS IT9150014;

"Saline di Margherita di Savoia", in Provincia di Foggia, inclusa nella ZPS IT9110006;

"Torre Guaceto", in Provincia di Brindisi, inclusa nella ZPS IT9140008

L'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade in zone umide di interesse nazionale (rif. 2.1.b).

4.5.3 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 ecologica Natura 2000 è la rete europea di aree contenenti habitat naturali e seminaturali, habitat di specie, specie di particolare valore biologico e a rischio di estinzione. La Direttiva Comunitaria 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (cosiddetta "Direttiva Habitat"), disciplina le procedure per la costituzione di tale rete.

Il recepimento della Direttiva è avvenuto in Italia nel 1997 attraverso il Regolamento D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357. Entro il 2004, l'Italia, come gli altri Stati membri, si impegnava a designare le Zone Speciali di Conservazione (ZSC) che avrebbero costituito la Rete Natura 2000, individuandole tra i proposti Siti d'Importanza Comunitaria (pSIC) la cui importanza sia stata riconosciuta e validata dalla Commissione e dagli stessi Stati membri mediante l'inserimento in un elenco definitivo.

In considerazione di questi aspetti e della necessità di rendere pubblico l'elenco delle Zone di protezione speciale e dei Siti di importanza comunitaria, individuati e proposti dalle regioni e dalle provincie autonome di Trento e Bolzano nell'ambito del citato progetto Bioitaly e trasmessi alla Commissione europea dal Ministero dell'ambiente, per permetterne la conoscenza, la valorizzazione e la tutela ai sensi delle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE, il Ministro dell'Ambiente emanò il DM 3 aprile 2000, periodicamente aggiornato con deliberazione della Conferenza Permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano. L'ultima deliberazione risale al 24.7.2003 e costituisce la "Approvazione del 5° aggiornamento dell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette", pubblicato nel Supplemento ordinario n. 144 alla Gazzetta Ufficiale n. 205 del 04.09.2003. L'Elenco raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, che rispondono ad alcuni criteri ed è periodicamente aggiornato a cura del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Allo stesso tempo, in attesa di specifiche norme di salvaguardia per gli ambiti della Rete Natura 2000, la Direttiva prevedeva che "piani,

programmi e progetti", non connessi e necessari alla tutela del sito ma che incidono sulla tutela di habitat e specie del pSIC, siano sottoposti a specifica valutazione di tale incidenza. In Italia la procedura di valutazione di incidenza è regolata dal DPR 12 marzo 2003, n. 120 che ha modificato e integrato il DPR n.357/97. L'obbligo degli Stati membri a non vanificare il lavoro per il raggiungimento degli obiettivi della Direttiva è stato sancito più volte dalle sentenze della Corte di Giustizia dell'Unione Europea.

L'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade nei Siti della Rete Natura 2000 (rif. 2.1.a).

4.5.4 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'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie è ubicato all'esterno delle aree IBA (rif. 2.1.a).

4.5.5 Piano Faunistico Venatorio Regionale

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale (PFVR) valido per il periodo 2018-2023 è stato adottato con Delibera della Giunta Regionale n. 940 del 29 maggio 2019.

Il piano faunistico ha lo scopo di regolare le attività venatorie sul territorio regionale, per cui non riporta prescrizioni che limitano le altre attività, tipo quella fotovoltaica.

Secondo il piano faunistico venatorio adottato per il quinquennio 2018-2023, **l'impianto con le relative opere ricade nel perimetro dell'Oasi di protezione "Masseria La Lamia"** (rif 2.1.m).

Poiché, come già detto, il Piano Faunistico ha la finalità di salvaguardare le Oasi principalmente dallo svolgimento delle attività venatorie, l'intervento proposto è compatibile con le finalità del piano.

4.6 Tutela del territorio e delle acque

4.6.1 PAI

Gli interventi ricadono nella porzione di territorio di competenza della Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Meridionale (ex Autorità di bacino della Puglia).

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico della Puglia (PAI Puglia) è stato approvato con Delibera del Comitato Istituzionale n. 39 del 30 novembre 2005.

L'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade in aree a pericolosità geomorfologica e idraulica del PAI, fatta eccezione per le aree dei campi 1 e 2 che ricadono in area a bassa pericolosità idraulica - BP (rif. 2.1.d).

Come richiesto dalle norme del PAI è stato redatto uno studio di compatibilità idraulica dal quale è emerso che le aree di esondazione sono di fatto dovute a degli accumuli piovani che si determinano in corrispondenza di eventi meteorologici. Dalle analisi svolte risulta che la quota del tirante corrispondente alla piena cinquecentesca per entrambe le conche si attesta a 78 m.s.m.m; pertanto, per garantire le

condizioni di sicurezza idraulica, tutte le opere saranno poste (altezza minima dei pannelli dal suolo e cabine) a quota 79 m.s.m.m. garantendo il franco di 1 m dal livello di piena.

4.6.2 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. Il RR n.9 del 11-03-2015 "Norme per i terreni sottoposti a vincolo idrogeologico "conferisce al Servizio Foreste della Regione Puglia, a seguito di richiesta avanzata tramite il SUE del Comune (procedura schematizzata al punto 5 dell'Allegato 1), le funzioni ed i compiti amministrativi inerenti alla tutela idrogeologica del suolo. Tali funzioni, comprendono, tra altre, le autorizzazioni a interventi nelle aree vincolate, ovvero la richiesta del nulla osta per la realizzazione di opere che ricadono in aree sottoposte a vincolo.

L'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade in aree soggette a vincolo idrogeologico di cui al Regio Decreto-legge n. 3267 del 30/12/1923 (rif. 2.1.c).

4.6.3 Piano Tutela delle acque

Il Piano di Tutela delle Acque è stato approvato informa definitiva con DCR 230/2009.

L'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade in zone di Protezione Speciale Idrogeologica del PTA, ma ricade all'interno di "aree di tutela quali-quantitativa" dell'acquifero carsico del Salento (rif. 2.1.f e 2.1.g).

Il PTA non prescrive limitazioni per la realizzazione di impianti fotovoltaici in tale area come testimoniato anche dalla presenza di altre installazioni. Inoltre, l'intervento proposto non rilascia scarichi idrici di alcun genere, tali da poter compromettere la qualità del suolo e degli acquiferi.

Come indicato all'art. 95 del D.lgs. 152/06 e s.m.i, la tutela quantitativa della risorsa concorre al raggiungimento degli obiettivi di qualità attraverso una pianificazione delle utilizzazioni delle acque volta ad evitare ripercussioni sulla qualità delle stesse e a consentire un consumo idrico sostenibile.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico non produce alcuna alterazione degli acquiferi superficiali e sotterranei né introduce modifiche o variazioni del naturale deflusso delle acque meteoriche.

In particolare:

- L'intervento non rientra tra quelli esclusi e in ogni caso non comprometterà la vulnerabilità degli acquiferi;
- La realizzazione e il funzionamento delle opere non determineranno lo sversamento di fanghi o reflui di alcuna tipologia;

- Non è prevista l'immissione sul suolo e nel sottosuolo di alcuna sostanza;
- Le uniche opere interraste sono le fondazioni 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 progetto non è prevista la terebrazione di nuovi pozzi emungenti;
- Non è prevista l'apertura di nuove cave
- Il progetto non interessa sorgenti e zone di rispetto

In definitiva:

- la realizzazione e gestione dell'impianto fotovoltaico in progetto non necessita di prelievi o consumi idrici significativi,
- non altera in alcun modo il regime idrico né la qualità delle acque superficiali e profonde, e contribuisce a ridurre il carico organico derivante dalle pratiche agricole lasciando di fatto intatto e allo stato naturale il terreno per un periodo minimo di 25 anni.
- Inoltre, in base a quanto previsto nella relazione del PTA al paragrafo 9.1.2.4 "corpi idrici sotterranei" con riferimento alla tutela quali-quantitativa dell'acquifero carsico del Salento, si fa presente che:
- l'intervento non comporta prelievi d'acqua dal sottosuolo sia in fase di cantiere che di gestione;
- non è previsto l'utilizzo di acqua dai punti di diretto emungimento;
- non è prevista la realizzazione di nuove opere di captazione.

Pertanto, la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pienamente compatibile con gli obiettivi e le tutele specificate nel PTA e della tutela degli acquiferi in generale.

4.6.4 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".

Dalla consultazione della cartografia del "Piano Faunistico Venatorio" emerge che **l'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade in aree percorse dal fuoco come cartografate fino al 2016** (rif. 2.1.m).

4.6.5 Vincolo Sismico

Il Comune di Galatina, dove sono previste opere di progetto, ricade in zona sismica 4. La progettazione esecutiva delle opere verrà eseguita tenendo conto dei parametri della classe sismica di appartenenza.

4.6.6 Concessioni minerarie

L'impianto fotovoltaico con le relative opere accessorie non ricade in aree interessate da concessioni minerarie o istanze di permessi (rif. Tav 2.1.p)

4.6.7 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 attuazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la regione Puglia ha emanato la legge regionale 31 dicembre 2009 n. 36 "Norme per l'esercizio delle competenze in materia di gestione dei rifiuti".

I rifiuti provenienti dalle attività di cantiere verranno gestiti secondo le disposizioni normative nazionali e regionali vigenti; in particolare si dovrà tenere in debito conto del R.R. n. 5/2011 inerente alla gestione delle terre e rocce da scavo ed il R.R. n. 6/2006 relativo alla gestione dei materiali edili. 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, gli unici rifiuti prodotti sono l'erba falciata e l'acqua derivante dalla pulizia dei moduli, per la quale è escluso l'impiego di detersivi.

4.7 Compatibilità al Regolamento Regionale 24/2010

La Regione Puglia ha emanato il RR n. 24/2010 in recepimento del DM 10 settembre 2010 (Linee Guida Nazionali). Il RR n. 24/2010 individua le aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologia di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In ossequio a quanto indicato nell'allegato 2 del regolamento, l'impianto di progetto si configura con codice F7 (Impianti fotovoltaici con moduli ubicati a suolo di potenza maggiore o uguale ai 200kw).

Con riferimento alle aree non idonee indicate all'allegato 1 del regolamento (illustrate sull'elaborato 2.1 della sezione 2), e con riferimento alle aree interessate dall'installazione dei pannelli fotovoltaici (impianto) si specifica che:

- L'impianto non ricade in aree naturali protette;
- L'impianto non ricade in zone umide Ramsar;
- L'impianto non ricade in zone SIC;
- L'impianto non ricade in zone ZPS;
- L'impianto non ricade in zone IBA;
- L'impianto non ricade in un'area tampone;
- L'impianto non ricade in Siti Unesco;
- L'impianto ricade all'esterno di Beni culturali comprensivi del buffer dei 100m;
- L'impianto ricade all'esterno di aree ed immobili dichiarati di notevole interesse pubblico;
- L'impianto non interferisce con i beni tutelati per legge ai sensi dell'art. 142 del DLgs 42/2004 e ss.mm.ii richiamati nello stesso regolamento;
- L'impianto ricade all'esterno di aree a pericolosità idraulica (AP e MP) e geomorfologica (PG3 e PG2) del PAI;
- L'impianto ricade all'esterno degli ATE di valore A e B;
- L'impianto ricade a meno di 1Km dal centro urbano del comune di Galatina;
- L'intervento non interferisce con le segnalazioni della carta dei beni culturali e buffer di 100m;
- L'intervento ricade all'esterno di coni visuali;
- L'intervento ricade all'esterno del buffer dei 100m dalle grotte, non interferisce con lame e gravine e versanti.

In definitiva, le aree interessate dall'installazione dei pannelli fotovoltaici sono estere alle aree individuate come non idonee dal RR 24/2010, fatta eccezione per l'ubicazione a meno di 1 km dal centro urbano di Galatina. Tuttavia, come stabilito dal DLgs 199/2021, l'impianto ricade in area idonea per legge in quanto non interessa beni tutelati dal DLgs 42/2004 e si pone ad una distanza superiore a 1 km da beni monumentali e aree tutelate ai sensi dell'art. 136 dello stesso DLgs 42/2004.

Pertanto, l'impianto è coerente per quanto attiene all'ubicazione delle aree interessate dall'installazione dei pannelli fotovoltaici.

4.8 Pianificazione Comunale

4.8.1 *Pianificazione comunale di Galatina*

Lo strumento urbanistico vigente nel comune di Galatina è il Piano Urbanistico (PUG), approvato con DELIBERA C.C. 6 dicembre 2005, n. 62. Ad oggi non risulta che il comune di Galatina abbia adeguato il proprio strumento urbanistico al PPTR, per cui si fa riferimento al PUG per gli aspetti urbanistici mentre per gli aspetti paesaggistici si fa riferimento al PPTR.

Dal punto di vista urbanistico, secondo le perimetrazioni del PUG si evince che l'intervento ricade interamente in zona E3 – "Zona Agricola".

Marginalmente sono interessati alcuni ambiti individuati come zona omogenea A3 dovuti alla presenza di alcuni fabbricati e in particolare:

- Parte della recinzione del campo 5 interessa l'ambito di C.Mangio;
- All'interno del campo 4 risulta un fabbricato appartenente alla zona A3;
- Il cavidotto esterno attraversa su strada esistente l'ambito di masseria Malevinti e si sviluppa al margine dell'ambito di Masseria Case Rosse.

Le norme tecniche del PUG (art. 5.2.4) non pongono diniego alla realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili e, in particolare, agli impianti fotovoltaici nelle aree agricole E3; pertanto, l'intervento previsto è compatibile con la destinazione agricola delle aree interessate anche in forza di quanto stabilito dal DLgs 387/2003.

Per quanto riguarda l'interessamento delle zone A3, si precisa in nessun caso, data la natura degli interventi previsti, sarà compromesso il valore storico testimoniale degli edifici che verranno preservati dall'esecuzione dei lavori. Infatti, anche nel caso del fabbricato presente all'interno del campo 4, l'immobile sarà preservato nello stato di conservazione attuale.

L'intervento pertanto non risulta in contrasto con quanto previsto all'art. 4.3.3. delle NTA del PUC.

I campi 1 e 2 sono delimitati dal passaggio della ferrovia. La recinzione dei due campi con le relative opere interne si pongono al di fuori della fascia di rispetto ferroviario. Il cavidotto di collegamento tra i due campi sarà realizzato in interrato con passaggio al di sotto della ferrovia. L'interferenza verrà regolarizzata con l'ente gestore ferroviario durante l'iter autorizzativo.

In definitiva poiché le opere ricadono principalmente in zona agricola o non risultano in contrasto con le previsioni delle NTA del PUG delle aree interessate, il progetto è compatibile con le previsioni del PUG di Galatina.

CAPITOLO 5
SINTESI COERENZA DEL PROGETTO AI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE
5.1 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto con il PPTR

VERIFICA PIANO PAESISTICO TERRITORIALE REGIONALE					
COMPONENTE	Vincolo Paesaggistico Ulteriore contesto Paesaggistico	INTERFERENZA PROGETTO		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
Componenti idrologiche	Territori costieri Territori contermini ai laghi;	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.C2.PD.2.1.b e FV.GAL01.C2.PD.2.1.c	
	Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche.	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE		
	Reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Regionale; Sorgenti	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE		
	Aree soggette a vincolo idrogeologico	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE		
Componenti geomorfologiche	Versanti; Lame e Gravine; Doline; Grotte; Geositi; Inghiottitoi; Cordoni dunari.	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.C2.PD.2.1.c	
Componenti botanico-vegetazionali	Boschi; Zone umide Ramsar Aree umide; Prati e pascoli naturali; Area di rispetto dei boschi	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.C2.PD.2.1.b e FV.GAL1.C2.PD.2.1.c	
	Formazioni arbustive in evoluzione naturale;	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL1.C2.PD.2.1.c	
Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici	Parchi e riserve nazionali o regionali, nonché gli eventuali territori di protezione esterna dei parchi. Siti di rilevanza naturalistica; Area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali.	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.C2.PD.2.1.b e FV.GAL1.C2.PD.2.1.c	
Componenti culturali ed insediative	Immobili e aree di notevole interesse pubblico; Zone gravate da usi civici; Zone di interesse archeologico; Città consolidata	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.C2.PD.2.1.b e FV.GAL1.C2.PD.2.1.c	

	Testimonianze della stratificazione insediativa Area di rispetto delle componenti culturali e insediative Paesaggi rurali	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.C2.PD.2.1.b e FV.GAL1.C2.PD.2.1.c	
Componenti dei valori percettivi	Strade a valenza paesaggistica; Strade panoramiche; Punti panoramici; Coni visuali.	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL1.C2.PD.2.1.c	

In definitiva, IL PROGETTO È COMPATIBILE CON LE PREVISIONI DI TUTELA DEL PPTR anche in considerazione dell'assenza di interferenze dirette sia con i beni paesaggistici che con gli ulteriori contesti paesaggistici.

Il P.P.T.R. suddivide la regione Puglia in 11 ambiti paesaggio e per ogni ambito individua le figure territoriali paesaggistiche così come riportato nell'immagine seguente:

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

L'intervento ricade nell'ambito del Paesaggio "Tavoliere Salentino" ed in particolare modo nella figura definita "la Terra dell'Arneo".

La tabella a seguire riporta la Sintesi delle invarianti strutturali della "figura territoriale" dell'Arneo, estratta dalla sezione B della scheda d'Ambito del "Tavoliere" del PPTR.

Vista la sintesi di suddetta "figura territoriale" si fa presente che l'impianto fotovoltaico in progetto:

- NON compromette i profili morfologici attuali;
- NON determina l'occupazione, la trasformazione e l'utilizzo delle forme carsiche;
- NON comporta l'occupazione delle principali linee di deflusso delle acque; non incide sulle opere di regimentazione preesistenti; non comporta un utilizzo improprio delle cavità carsiche;
- NON insiste sull'area costiera e, quindi, non interferisce con la naturale evoluzione dei litoranei;
- NON insiste su terreni caratterizzati dalla presenza di colture di pregio ma su seminativi;
- La visibilità dell'impianto, limitata alle sole aree prossime a quelle di intervento, e l'ubicazione delle opere sono tali da NON alterare i caratteri identitari del paesaggio;
- NON incide sull'urbanizzazione preesistente né determina nuove forme di urbanizzazione;
- NON determina alterazione e compromissione dell'integrità dei caratteri morfologici e funzionali delle masserie storiche attraverso fenomeni di parcellizzazione del fondo o aggiunta di corpi edilizi incongrui;
- NON determina l'abbandono e il progressivo deterioramento dell'edilizia e degli spazi di pertinenza;
- NON incide sullo stato di degrado degli edifici.

IN SINTESI, LA PROPOSTA PROGETTUALE RISPETTA LE REGOLE DI RIPRODUCIBILITÀ DELLE INVARIANTI STRUTTURALI.

SEZIONE B.2.3.2 SINTESI DELLE INVARIANTI STRUTTURALI DELLA FIGURA TERRITORIALE (TERRA DELL'ARNEO)		
Invarianti Strutturali (sistemi e componenti che strutturano la figura territoriale)	Stato di conservazione e criticità (fattori di rischio ed elementi di vulnerabilità della figura territoriale)	Regole di riproducibilità delle invarianti strutturali
		La riproducibilità dell'invariante è garantita:
Il sistema dei principali lineamenti morfologici, costituito dai rialti terrazzati e dagli esigui rilievi delle propaggini delle murge taratine a nord-ovest (Monte della Marina in agro di Avetrana) e delle murge salentine (serre) a sud-est (Serra Iannuzzi, Serra degli Angeli e Serra Cicora). Tali rilievi rappresentano luoghi privilegiati di percezione dei paesaggi della terra dell'Arneo.	<ul style="list-style-type: none"> - Alterazione e compromissione dei profili morfologici con trasformazioni territoriali quali le cave pietra leccese e gli impianti tecnologici. 	Dalla salvaguardia dell'integrità dei profili morfologici che rappresentano riferimenti visuali significativi nell'attraversamento dell'ambito e dei territori contermini;
Il sistema delle forme carsiche, quali vore, doline e inghiottitoi, che rappresenta la principale rete drenante della piana e un sistema di steppingstone di alta valenza ecologica e che assume, in alcuni luoghi, anche un alto valore paesaggistico e storico-testimoniale (campi di doline), pascoli. Le voragini sono a volte la testimonianza superficiale di complessi ipogei molto sviluppati (voragine Cosucce di Nardò, campi di voragini di Salice Salentino e di Carmiano).	<ul style="list-style-type: none"> - Occupazione antropica delle forme carsiche con: abitazioni, infrastrutture stradali, impianti, aree a servizi, che contribuiscono a frammentare la naturale continuità morfologica e idrologica del sistema, e a incrementare il rischio idraulico; - Trasformazione e manomissione delle manifestazioni carsiche di superficie e dei pascoli vegetanti su queste superfici; - Utilizzo improprio delle cavità carsiche come discariche per rifiuti solidi urbani o recapiti di acque reflue urbane; 	<p>Dalla salvaguardia e valorizzazione delle diversificate manifestazioni del carsismo, quali doline, vore e inghiottitoi, dal punto di vista idrogeomorfologico, ecologico e paesaggistico;</p> <p>Dalla salvaguardia dei delicati equilibri idraulici e idrogeologici superficiali e sotterranei;</p> <p>Dalla salvaguardia delle superfici a pascolo roccioso;</p>
Il sistema idrografico costituito da: <ul style="list-style-type: none"> - i bacini endoreici e dalle relative linee di deflusso superficiali e sotteranee, nonché da i recapiti finali di natura carsica (vore e inghiottitoi); - il reticolo idrografico superficiale principale delle aree interne (Canale d'Asso) e quello di natura sorgiva delle aree costiere; - il sistema di sorgenti costiere di origine carsica che alimentano i principali corsi idrici in corrispondenza della costa; Tale rappresenta la principale rete di alimentazione e deflusso delle acque e dei sedimenti verso le falde acquifere del sottosuolo, e la principale rete di connessione ecologica all'interno della piana e tra questa e la costa.	<ul style="list-style-type: none"> - Occupazione antropica delle principali linee di deflusso delle acque; - Interventi di regimazione dei flussi che hanno alterato i profili e le dinamiche idrauliche ed ecologiche del reticolo idrografico; - Utilizzo improprio delle cavità carsiche (che rappresentano i recapiti finali delle acque di deflusso dei bacini endoreici) come discariche per rifiuti solidi o scarico delle acque reflue urbane; 	<p>Dalla salvaguardia della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici del sistema idrografico endoreico e superficiale e dalla loro valorizzazione come corridoi ecologici multifunzionali per la fruizione dei beni naturali e culturali che si sviluppano lungo il loro percorso;</p>
L'ecosistema spiaggia-duna-macchia/pineta-area umida retrodunale ancora leggibile in alcune aree residuali costiere.	<ul style="list-style-type: none"> - Occupazione della fascia costiera e dei cordoni dunali da parte di edilizia connessa allo sviluppo turistico balneare; 	Dalla salvaguardia dell'equilibrio ecologico dell'ecosistema spiaggia-duna-macchia/pineta-area umida retrodunale;
Il morfotipo costiero che si articola in: <ul style="list-style-type: none"> - lunghi tratti di arenili lineari più o meno sottili, con morfologia bassa e sabbiosa, spesso bordati da dune recenti e fossili, disposte in diversi tratti in più file parallele; - tratti prevalentemente rocciosi e con un andamento frastagliato; - costoni rocciosi più o meno acclivi, che digradano verso il mare ricoperti da un fitta pineta che, in assenza di condizionamenti antropici, si spinge quasi fino alla linea di riva. 	<ul style="list-style-type: none"> - Erosione costiera; - Artificializzazione della costa (moli, porti turistici, strutture per la balneazione); - Urbanizzazione dei litorali; 	Dalla rigenerazione del morfotipo costiero dunale ottenuta attraverso la riduzione della pressione insediativa e la progressiva artificializzazione della fascia costiera;

<p>Il sistema agroambientale, caratterizzato dalla successione macchia costiera, oliveto, vigneto, che si sviluppa dalla costa verso l'entroterra. Esso risulta costituito da:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la macchia mediterranea, ancora presente in alcune zone residuali costiere, in corrispondenza degli ecosistemi umidi dunali; - gli oliveti che si sviluppano sul substrato calcareo a ridosso della costa e rappresentano gli eredi delle specie di oleastri e olivastri che, per secoli, hanno dominato il territorio; - i vigneti d'eccellenza, che dominano l'entroterra in corrispondenza dei depositi marini terrazzati, luogo di produzione di numerose e pregiate qualità di vino; caratterizzati da trame ora più larghe, in corrispondenza di impianti recenti, ora più fitte, in corrispondenza dei residui lembi di colture tradizionali storiche ad alberello (intorno a Copertino e Leverano). 	<ul style="list-style-type: none"> - Abbandono delle coltivazioni tradizionali della vite ad alberello e dell'oliveto; - Modifiche colturali del vigneto con conseguente semplificazione delle trame agrarie; - Aggressione dei territori agrari prossimi ai centri da parte della dispersione insediativa residenziale, e lungo le principali reti viarie da parte di strutture produttive - realizzazione di impianti fotovoltaici sparsi nel paesaggio agrario; 	<p>Dalla salvaguardia e valorizzazione delle colture tradizionali di qualità della vite e dell'olivo;</p>
<p>Il sistema insediativo costituito da:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la "seconda corona di Lecce", con i centri di piccolo-medio rango distribuiti nella triangolazione Lecce-Gallipoli-Taranto, connessi a Lecce tramite una fitta raggiera di strade e alle marine costiere tramite una serie di penetranti interno-costa; - il sistema lineare della via Salentina, con i centri di Nardò e Porto Cesareo che si sviluppano sulla direttrice Taranto-Leuca. 	<ul style="list-style-type: none"> - Assetto insediativo identitariocompromesso dalla costruzione di tessuti discontinui di scarsa coerenza con i centri; da nuove edificazioni lungo le infrastrutture viarie indeboliscono la leggibilità della struttura radiale di gran parte dell'insediamento - Realizzazione di impianti fotovoltaici ed eolici sparsi nel paesaggio agrario; 	<p>Dalla salvaguardia e valorizzazione della riconoscibilità della struttura morfotipologica della "seconda corona" di Lecce, da ottenersi tutelando la loro disposizione reticolare;</p>
<p>Il sistema insediativo delle ville delle Cenate caratterizzato da un accentramento di architetture rurali in stile eclettico che si sviluppano a sud-ovest di Nardò lungo la penetrante che collega il centro salentino alla costa.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Edificazione pervasiva di seconde case che inglobano al loro interno brani di territorio agricolo e compromettono la leggibilità del sistema delle ville antiche; 	<p>Dalla salvaguardia e mantenimento dei caratteri connotanti l'assetto delle ville storiche delle Cenate, e in particolare il rapporto duplice con lo spazio rurale e la costa salentina;</p>
<p>Il sistema idraulico-rurale-insediativo delle bonifiche (Porto Cesareo, Torre Colimena, Villaggio Resta già Borgo Storace, Borgo Bonocore) caratterizzato dalla fitta rete di canali, dalla maglia agraria regolare, dalle schiere ordinate dei poderi della riforma e dai manufatti idraulici.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Densificazione delle marine e dei borghi della riforma con la progressiva aggiunta di edilizia privata per le vacanze che ha cancellato le trame della bonifica, inglobato le aree umide residuali e reciso le relazioni tra la costa e l'entroterra; 	<p>Dalla salvaguardia e dal mantenimento delle tracce idrauliche (canali, idrovore) e insediative (poderi, borghi) che caratterizzano i paesaggi delle bonifiche;</p>
<p>Il sistema delle masserie fortificate storiche e dei relativi annessi (feudo di Nardò) che punteggiano le colture vitate, capisaldi del territorio rurale e dell'economia vinicola predominante.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Alterazione e compromissione dell'integrità dei caratteri morfologici e funzionali delle masserie storiche attraverso fenomeni di parcellizzazione del fondo o aggiunta di corpi edilizi incongrui; - Abbandono e progressivo deterioramento dell'edilizia e degli spazi di pertinenza; 	<p>Dalla salvaguardia e recupero dei caratteri morfologici e funzionali del sistema delle masserie storiche;</p>
<p>Il sistema binario torre di difesa costiera/ castello - masseria fortificata dell'entroterra, che rappresentano punti di riferimento visivi dei paesaggi costieri dal mare e punti panoramici sul paesaggio marino e sul paesaggio rurale interno.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Stato di degrado dei manufatti e degli spazi di pertinenza; 	<p>Dalla salvaguardia e valorizzazione del sistema binario torre di difesa costiera-masseria fortificata dell'entroterra e delle loro relazioni fisiche e visuali;</p>

5.2 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto con la Pianificazione Comunale

VERIFICA PIANIFICAZIONE COMUNALE – DESTINAZIONE URBANISTICA					
COMUNE	OPERE	ZONIZZAZIONE URBANISTICA e VERIFICA COMPATIBILITA'		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
GALATINA	Campo ed gran parte delle opere connesse	Zona Agricola E3	Compatibile ai sensi dell'art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Art. 5.2.4 delle NTA del PUG	FV.GAL01.C1.PD.2.1.n	Le norme tecniche del PUG (art. 5.2.4) non pongono diniego alla realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili e, in particolare, agli impianti fotovoltaici nelle aree agricole E3; pertanto, l'intervento previsto è compatibile con la destinazione agricola delle aree interessate anche in forza di quanto stabilito dal DLgs 387/2003
	Parte della recinzione del campo 5 interessa l'ambito di C.Mangio; Area interna al campo 4; due tratti del cavidotto esterno.	Zona A3	Compatibile Art. 4.3.3 delle NTA del PUG		In nessun caso, data la natura degli interventi previsti, sarà compromesso il valore storico testimoniale degli edifici che verranno preservati dall'esecuzione dei lavori. Infatti, anche nel caso del fabbricato presente all'interno del campo 4, l'immobile sarà preservato nello stato di conservazione attuale. L'intervento pertanto non risulta in contrasto con quanto previsto all'art. 4.3.3. delle NTA del PUC.

L'IMPIANTO È COMPATIBILE CON LE PREVISIONI DELLO STRUMENTO URBANISTICO DEL COMUNE DI GALATINA

5.3 Tabella di sintesi della verifica di coerenza del progetto con il R.R. n. 24/2010 della Regione Puglia

VERIFICA REGOLAMENTO REGIONALE n. 24/2010				
SITI NON IDONEI	INTERFERENZE		RIFERIMENTO TAVOLA	NOTE
AREE PROTETTE NAZIONALI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
AREE PROTETTE REGIONALI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
ZONE RAMSAR	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
ZONE SIC	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
ZONE ZPS	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
ZONE IBA	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
ALTRE AREE AI FINI DELLA CONSERVAZIONE DELLA BIODIVERSITÀ	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
SITI UNESCO	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
IMMOBILI ED AREE DICHIARATI DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO (ART. 136 D.LGS 42/2004)	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
BENI CULTURALI + DI 100 MT. (PARTE II D. LGS. 42/2004) (VINCOLO L.1089/1939)	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
AREE TUTELE PER LEGGE (art. 142 d.lgs.42/2004)	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
AREE A PERICOLOSITÀ IDRAULICA	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
AREE A PERICOLOSITÀ GEOMORFOLOGICA	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
AREE AMBITO A (PUTT)	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
AREE AMBITO B (PUTT)	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
BUFFER DI 1 KM DA AREE EDIFICABILI URBANE	<input checked="" type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	L'impianto si colloca a meno di 1 km dal centro urbano del Comune di Galatina.
SEGNALAZIONI CARTA DEI BENI + BUFFER DI 100 M	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
CONI VISUALI DI PRIMARIA IMPORTANZA	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
INTERAZIONE CON ALTRI PROGETTI, PIANI E PROGRAMMI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
GROTTE PIU' BUFFER DI 100 MT	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
LAME E GRAVINE	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
VERSANTI	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	
AREE AGRICOLE INT. DA PROD. AGRO-ALIMENTARI DI QUALITA'	<input type="checkbox"/> INTERFERISCE	<input checked="" type="checkbox"/> NON INTERFERISCE	FV.GAL01.PD.2.1.o	

Le aree interessate dall'installazione dei moduli fotovoltaici non ricadono in aree non idonee fatta eccezione per l'ubicazione a meno di 1 km dal centro urbano di Galatina. Tuttavia, come stabilito dal DLgs 199/2021, l'impianto ricade in area idonea per legge in quanto non interessa beni tutelati dal DLgs 42/2004 e si pone ad una distanza superiore a 1 km da beni monumentali e aree tutelate ai sensi dell'art. 136 dello stesso DLgs 42/2004. Pertanto, **L'INTERVENTO RISULTA COMPATIBILE IN MERITO ALL'UBICAZIONE DELLE AREE INTERESSATE DEI PANNELLI.**