



Regione Umbria

Giunta Regionale

**Direzione regionale *Governo del Territorio, Ambiente, Protezione civile,
Riqualificazione urbana, Coordinamento PNRR***

Servizio Transizione energetica e sviluppo sostenibile

PRIZAT Umbria

**Piano Regionale di Individuazione
delle Zone di Accelerazione Terrestri**

Documento preliminare

Dicembre 2025

Sommario

1. QUADRO REGOLATORIO E PROGRAMMATICO	5
1.1 Quadro di riferimento a livello europeo.....	5
1.2 Quadro di riferimento a livello nazionale.....	6
1.2.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).....	10
1.2.2 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).....	12
1.2.3 Piano per la Transizione Ecologica (PTE).....	13
1.3 Quadro di riferimento a livello regionale.....	16
1.3.1 Strategia Energetico Ambientale Regionale 2014 – 2020 (SEAR)	16
1.3.2 Piano energetico - ambientale regionale (PaUEr)	18
1.3.3 L.R. n. 7/2025: Misure urgenti per la transizione energetica e la tutela del paesaggio umbro.....	18
2. QUADRO CONOSCITIVO	21
2.1 Elaborazione dati dei bilanci energetici regionali messi a disposizione da Enea	21
2.2 Monitoraggio fonti rinnovabili: dati GSE	24
2.3 Quadro complessivo dell'energia elettrica in Umbria: dati statistici Terna.....	28
3. INDIVIDUAZIONE ZONE DI ACCELERAZIONE.....	32
4. MISURE DI MITIGAZIONE PROPOSTE.....	38
5.1 Criteri di mitigazione degli impatti ambientali.....	40
5.1.1 Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna, aria e sul clima – Fase di cantiere	40
5.1.2 Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna, aria e sul clima – Fase di esercizio (Aree non edificate/Parzialmente edificate).....	43
5.2 Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio	48
5.2.1 Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio non edificato/parzialmente edificato	48
5.2.2 Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio urbano edificato	49
5.3 Criteri di mitigazione in fase di dismissione	51
Allegato A Mappatura zone di accelerazione potenziali	52

INTRODUZIONE

L'articolo 12 del Decreto Legislativo n. 190 del 25/11/2024¹, così come modificato dall'articolo 13 del Decreto Legge 21 maggio 2025 n. 73², convertito - con modificazioni - con Legge 18 luglio 2025 n. 105, al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi al 2030 fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC), prevede che le Regioni adottino, entro il 21/02/2026, un Piano di individuazione delle zone di accelerazione terrestri (di seguito PIZAT), definite quali *“zone sufficientemente omogenee in cui la diffusione di uno o più tipi specifici di energia da fonti rinnovabili non comporti impatti ambientali significativi, tenuto conto della specificità della zona e della tipologia di tecnologia di energia rinnovabile”*.

Tale Piano, ai sensi del comma 5 del citato art. 12, deve includere in via prioritaria *“le superfici artificiali ed edificate, le infrastrutture di trasporto e le zone immediatamente circostanti, i parcheggi, le aziende agricole, i siti di smaltimento dei rifiuti, i siti industriali e le aree industriali attrezzate, le miniere, i corpi idrici interni artificiali, i laghi o i bacini artificiali e, se del caso, i siti di trattamento delle acque reflue urbane, ivi inclusi i terreni degradati non utilizzabili per attività agricole”*, oltre alle aree ove sono già presenti impianti a fonti rinnovabili e di stoccaggio dell'energia elettrica.

Il contenuto minimo inderogabile del Piano è costituito, in coerenza con il potenziale nazionale individuato dal GSE mediante la mappatura dallo stesso effettuata, dalle aree industriali, così come definite dagli strumenti urbanistici regionali, sovracomunali o comunali comunque denominati.

Le aree a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, sulla base di leggi nazionali o regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, fatta eccezione per le superfici artificiali ed edificate esistenti situate in tali zone, come precisato al comma 7 dell'art. 12 del D.Lgs. n. 190/2024 e s.m.i., sono escluse dal novero delle zone di accelerazione.

Ai sensi di quanto disposto al comma 10 del medesimo art. 12, così come aggiornato dall'art. 2 del recente Decreto Legge n. 175 del 21/11/2025³, all'interno delle zone di accelerazione, la realizzazione di impianti di produzione di energia da FER:

- in regime di edilizia libera o di Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)
 - ✓ non è subordinata all'acquisizione dell'autorizzazione dell'autorità competente in materia paesaggistica che si esprime con parere obbligatorio e non vincolante entro i medesimi termini previsti per il rilascio dei relativi atti di assenso;
- in regime di Autorizzazione Unica (AU)

¹ *“Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettera b) e d), della legge 5 agosto 2022, n. 118”*.

² *“Misure urgenti per garantire la continuità nella realizzazione di infrastrutture strategiche e nella gestione di contratti pubblici, il corretto funzionamento del sistema di trasporti ferroviari e su strada, l'ordinata gestione del demanio portuale e marittimo, nonché l'attuazione di indifferibili adempimenti connessi al Piano nazionale di ripresa e resilienza e alla partecipazione all'Unione europea in materia di infrastrutture e trasporti.”*

³ Rubricato *“Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e di produzione di energia da fonti rinnovabili”* e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 271 del 21 novembre 2025.

- ✓ non è subordinata all'acquisizione dell'autorizzazione dell'autorità competente in materia paesaggistica che si esprime, anche ai fini delle valutazioni dell'impatto ambientale, con parere obbligatorio e non vincolante; decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'autorità procedente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione;
- ✓ i termini del procedimento di autorizzazione unica sono ridotti di un terzo, con arrotondamento per difetto al numero intero ove necessario;
- ✓ non si applicano le procedure di valutazione ambientale di cui al Titolo III della Parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 03/04/2006, a condizione che il progetto contempli le misure di mitigazione stabilite in sede di valutazione ambientale strategica dei Piani di individuazione delle zone di accelerazione.

1. QUADRO REGOLATORIO E PROGRAMMATICO

1.1 Quadro di riferimento a livello europeo

La direttiva (UE) 2018/2001⁴, nota come RED II, così come modificata dalla direttiva (UE) 2023/2413⁵ (RED III) prevede, all'art. 15 quater, che le autorità competenti, sulla base di una mappatura del territorio nazionale finalizzata ad individuare le superfici disponibili per l'installazione di impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabile (di seguito FER), e delle relative infrastrutture, adottino entro il 21.02.2026 dei **Piani per l'individuazione delle zone di accelerazione** per una o più tipologie di fonti rinnovabili, definite quali *“zone terrestri, delle acque interne e marine sufficientemente omogenee in cui la diffusione di uno o più tipi specifici di energia da fonti rinnovabili non dovrebbe avere impatti ambientali significativi, tenuto conto delle specificità della zona prescelta”*.

Lo stesso articolo definisce quali prioritarie nell'individuazione delle zone di accelerazione le *“superfici artificiali ed edificate, come i tetti e le facciate degli edifici, le infrastrutture di trasporto e le zone immediatamente circostanti, i parcheggi, le aziende agricole, i siti di smaltimento dei rifiuti, i siti industriali, le miniere, i corpi idrici interni artificiali, i laghi o i bacini artificiali e, se del caso, i siti di trattamento delle acque reflue urbane, così come i terreni degradati non utilizzabili per attività agricole”* ed, al contempo, esclude dal novero delle ZAT i *“siti Natura 2000, le zone designate a titolo di regimi nazionali di protezione per la conservazione della natura e della biodiversità, le principali rotte migratorie di uccelli e mammiferi marini ..., ad eccezione delle superfici artificiali ed edificate situate in tali zone, quali tetti, parcheggi o infrastrutture di trasporto”*.

All'interno dei Piani di individuazione delle zone di accelerazione devono essere comprese anche efficaci misure di mitigazione da adottare per l'installazione degli impianti FER e relative opere necessarie per la connessione alla rete, al fine di evitare l'impatto ambientale negativo che potrebbe verificarsi o, qualora ciò non sia possibile, ridurlo.

Ai sensi della direttiva 2001/42/CE i Piani devono essere sottoposti a Valutazione Ambientale Strategica e, se del caso, alla valutazione di cui all'art. 6, paragrafo 3, della direttiva 92/43/CEE.

La definizione di zone di accelerazione per le FER è finalizzata al conseguimento del target europeo di raggiungimento di una quota di energia prodotta da FER rispetto al Consumo Finale Lordo (CFL) di energia

⁴ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

⁵ Direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio.

almeno pari al 42,5% entro il 2030 (RED III), nonché ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto ai livelli del 1990.

L'art. 16 bis, introdotto dalla RED III, stabilisce che al cui interno la procedura di rilascio delle autorizzazioni all'interno delle zone di accelerazione abbia una durata non superiore a dodici mesi, prorogabili, esclusivamente per circostanze straordinarie, per un massimo di sei mesi.

1.2 Quadro di riferimento a livello nazionale

Il Decreto Legislativo n. 199 del 08/11/2021 recante *“Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”* ha avviato il percorso di individuazione delle aree idonee per l'installazione di impianti FER, ma è con il Decreto Legislativo n. 190/2024, peraltro in corso di revisione, che si introduce nell'ordinamento nazionale il concetto di zone di accelerazione, da individuarsi mediante relativo Piano che debba essere sottoposto a valutazione ambientale strategica (VAS), all'interno delle quali gli impianti FER possono essere autorizzati secondo procedure amministrative semplificate.

In particolare l'art. 12 *“Zone di accelerazione e disciplina dei relativi regimi amministrativi”* del D.Lgs. n. 190/2024, così come modificato dall'art. 13 del D.L. n. 73/2025, prevede che le Regioni adottino, entro il 21/02/2026, un Piano di individuazione delle zone di accelerazione terrestri.

Tale Piano, che ai sensi del comma 5 dell' art. 12 deve includere in via prioritaria *“le superfici artificiali ed edificate, le infrastrutture di trasporto e le zone immediatamente circostanti, i parcheggi, le aziende agricole, i siti di smaltimento dei rifiuti, i siti industriali e le aree industriali attrezzate, le miniere, i corpi idrici interni artificiali, i laghi o i bacini artificiali e, se del caso, i siti di trattamento delle acque reflue urbane, ivi inclusi i terreni degradati non utilizzabili per attività agricole”*, deve ricomprendere obbligatoriamente le aree industriali, così come definite dagli strumenti urbanistici regionali, sovracomunali o comunali comunque denominati, che ne costituiscono il contenuto minimo inderogabile.

Le Regioni devono sottoporre le rispettive proposte di Piano alla VAS (comma 5-bis art. 12) di cui al Titolo II della Parte seconda del D.Lgs. n. 152/2006, da svolgersi secondo le modalità previste dal medesimo decreto per i piani sottoposti a VAS in sede statale, con applicazione dei termini procedurali dimezzati (comma 8 art. 12).

Le aree a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, sulla base di leggi nazionali o regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, fatta eccezione per le superfici artificiali ed edificate esistenti situate in tali zone, come precisato al comma 7 dell'art. 12, sono escluse dal novero delle zone di accelerazione.

Per quanto concerne la realizzazione degli interventi che insistano nelle zone di accelerazione, ai sensi di quanto stabilito al comma 10 dell'art. 12, così come aggiornato dall'art. 2 comma 1 lett. i) punto 3) del D.L. n. 175/2025:

- per le fattispecie ricomprese agli allegati A o B del D. Lgs. n. 190/2024, quali gli impianti di produzione di energia da FER in regime di edilizia libera o Procedura Abilitativa Semplificata (di seguito PAS) l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio e non vincolante;
- per le fattispecie ricadenti all'allegato C del D. Lgs. n. 190/2024, ovvero gli impianti di produzione di energia da FER in regime di Autorizzazione Unica (di seguito AU):
 - ✓ l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio e non vincolante; decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'autorità procedente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione;
 - ✓ i termini del procedimento sono ridotti di un terzo, con arrotondamento per difetto al numero intero ove necessario;
 - ✓ non si applicano le procedure di valutazione ambientale di cui al Titolo III della Parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 03/04/2006, a condizione che il progetto contempli le misure di mitigazione stabilite in sede di valutazione ambientale strategica (VAS) dei Piani di individuazione delle zone di accelerazione.

In tale contesto è opportuno considerare che il Decreto MASE 21 giugno 2024 rubricato *“Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili”* ha individuato la ripartizione fra le regioni e le province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva da fonti rinnovabili complessivamente pari a 80 GW (rispetto al dato al 31.12.2020), come riportata in Tabella 1, ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC nonché a quelli derivanti dai pacchetti *“Fit for 55”* e *“Repower UE”*. I medesimi obiettivi di potenza aggiuntiva, assegnati a ciascuna Regione/Provincia autonoma, sono riportati all'Allegato C bis del D.Lgs. 190/2024, così come aggiornato dall'art. 2 comma 1 lett. p) del D.L. n. 175/2025.

Per l'Umbria ciò si traduce in un obiettivo regionale, da conseguire entro il 2030, di una potenza aggiuntiva installata pari ad almeno 1.756 MW da fonti rinnovabili rispetto al 31.12.2020.

Al 31.12.2024⁶ risultavano installati 234 MW aggiuntivi, con un grado di raggiungimento dell'obiettivo MASE fissato per la medesima annualità (279 MW) pari all'83,7%. Dagli ultimi dati ad oggi disponibili, relativi al 30.09.2025, risultano installati 290,69 MW (Figura 1), corrispondenti al 67,76% del valore target 2025 ed al 16,55% dell'obiettivo nazionale fissato al 2030 (Figura 2).

⁶ Fonte: Portale digitale TE.R.R.A. (introdotto dalla Legge 11/2024) di Terna.

Tabella 1: Ripartizione regionale di potenza minima per anno espressa in MW (art. 2 c. 1 D.M. 21.06.2024).

Regione	Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Abruzzo	4	65	196	454	640	850	1.086	1.350	1.648	2.092
Basilicata	145	204	329	543	748	973	1.218	1.486	1.779	2.105
Calabria	45	95	210	549	857	1.206	1.603	2.055	2.568	3.173
Campania	74	237	569	909	1.297	1.728	2.206	2.736	3.325	3.976
Emilia-Romagna	100	343	860	1.288	1.851	2.504	3.263	4.143	5.164	6.330
Friuli-Venezia Giulia	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
Lazio	82	305	544	933	1.346	1.829	2.396	3.059	3.835	4.757
Liguria	29	80	122	198	281	382	504	653	834	1.059
Lombardia	184	622	1.521	1.963	2.714	3.592	4.616	5.812	7.208	8.766
Marche	32	110	241	457	679	930	1.217	1.544	1.916	2.346
Molise	2	38	59	175	273	383	509	651	812	1.003
Piemonte	78	285	851	1.098	1.541	2.053	2.645	3.330	4.121	4.991
Puglia	163	507	876	1.672	2.405	3.213	4.104	5.084	6.165	7.387
Sardegna	34	175	468	998	1.553	2.207	2.980	3.892	4.969	6.264
Sicilia	144	473	952	1.842	2.764	3.847	5.120	6.616	8.375	10.485
Toscana	42	150	359	667	1.019	1.444	1.958	2.580	3.332	4.250
TrAA - Bolzano	11	41	120	139	186	239	298	364	438	515
TrAA - Trento	11	41	108	140	195	258	333	419	520	631
Umbria	15	60	135	279	429	609	823	1.079	1.384	1.756
Valle d' Aosta	1	4	10	27	47	75	112	162	231	328
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
Totale	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

Figura 1: Potenza elettrica da FER in Umbria - confronto tra valori target ed installati rispetto al 31.12.2020 (Fonte: T.E.R.R.A. di Terna, 30.09.2025).

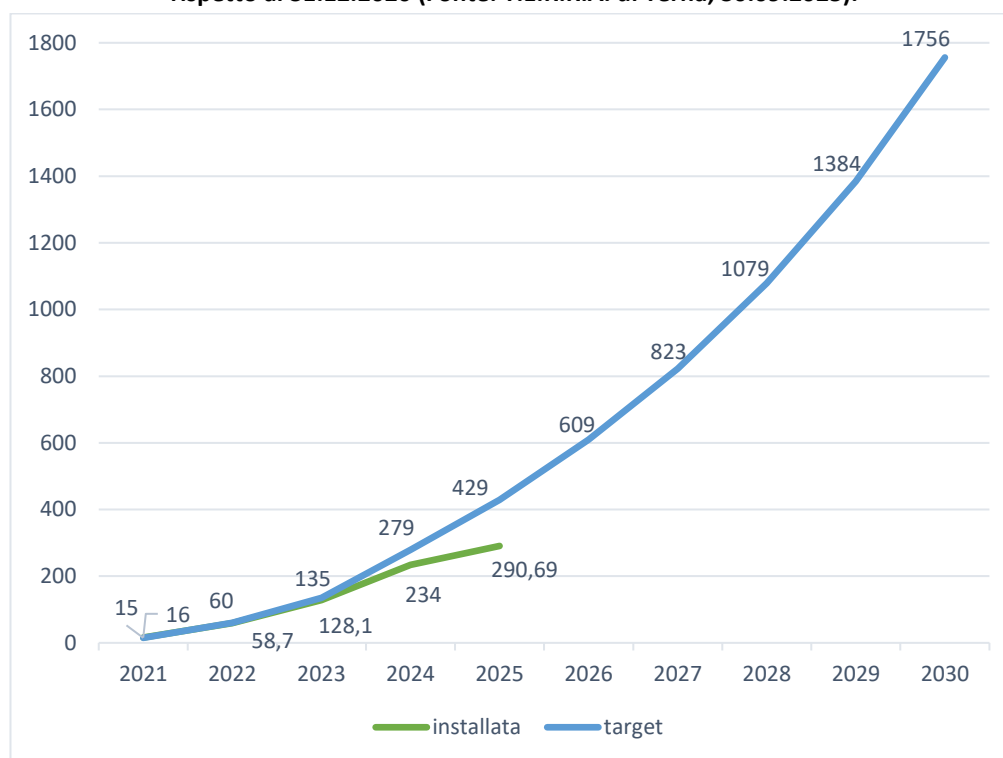
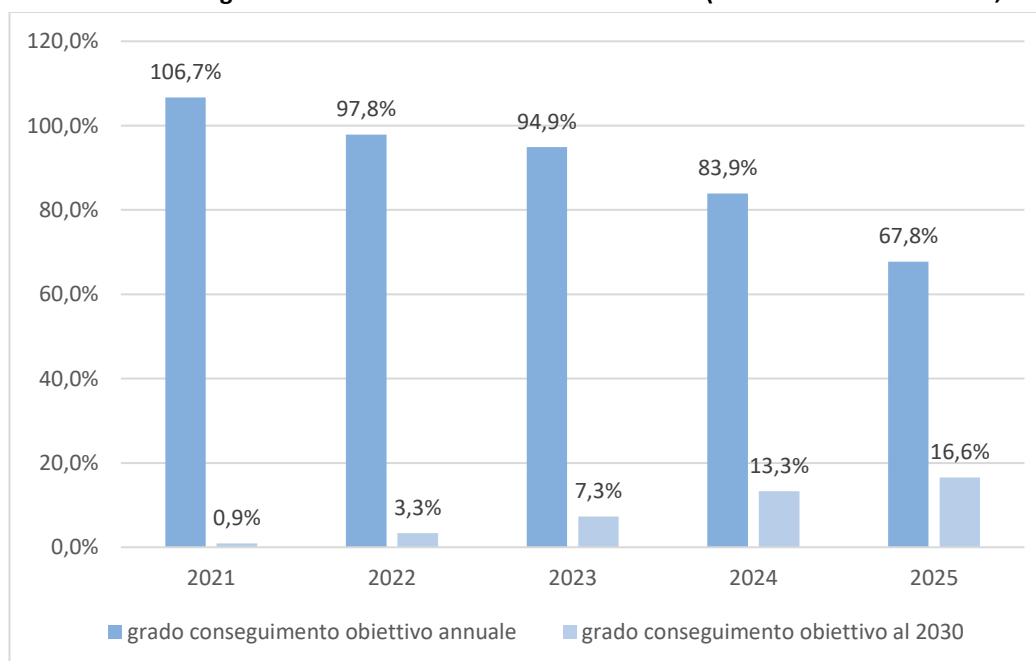


Figura 2: Grado di conseguimento dell'obiettivo nazionale DM 2024 (Fonte: T.E.R.R.A. di Terna, 30.09.2025).



1.2.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, ha pubblicato nel gennaio 2020 il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2019, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal 9 previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il Piano individua gli obiettivi nazionali al 2030 e le misure necessarie per il loro raggiungimento sulle cosiddette "cinque dimensioni dell'energia", così come introdotte dalla citata Comunicazione COM(2015)80, quali:

- decarbonizzazione;
- efficienza energetica;
- sicurezza energetica;
- mercato interno dell'energia;
- ricerca innovazione e competitività.

La finalità del PNIEC è realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione. In particolare, il Piano mira a:

- ✓ accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050, e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
- ✓ promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese.

Il PNIEC conferma che *"L'Italia condivide pienamente l'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici europei"*. Il documento presenta le misure in termini programmatici declinandoli negli strumenti operativi per migliorare la sicurezza energetica, la tutela ambientale e l'accessibilità dei costi dell'energia. Il Piano, inoltre, include tutte le direttive comunitarie del Pacchetto Fit for 55%, in particolare le Direttiva sulla Efficienza Energetica (EED recast IV) e la Direttiva sulla Prestazione Energetica degli edifici (EPBD recast IV), oltre al REPowerUE.

Tra i principali obiettivi fissati il PNIEC 2019 prevede la riduzione dei consumi di energia primaria del 43%, a fronte di un obiettivo UE del 32,5%, e la riduzione dell'emissione dei gas serra del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto da Bruxelles.

Il contesto di riferimento, rispetto al periodo 2019-2020 nel quale è stato predisposto il PNIEC 2019, si è profondamente modificato: gli sconvolgimenti determinati dalla pandemia e dall'invasione russa dell'Ucraina hanno modificato il contesto geopolitico, economico ed energetico, ridefinendo priorità e possibilità degli Stati Membri, che stanno provvedendo ad aggiornare i propri National Energy and Climate Plans. Anche il PNIEC risulta pertanto in corso di aggiornamento: il MASE ha inviato nel luglio 2023 alla Commissione europea la proposta di aggiornamento ed ha successivamente avviato un processo di informazione e condivisione a vari livelli - cittadini, associazioni, stakeholders ed istituzioni – a valle del quale, nel giugno 2024, è stata trasmessa alla Commissione la versione definitiva del Piano (PNIEC 2024), che tiene conto degli orientamenti emersi durante il sopradetto processo.

La recente revisione del PNIEC tiene conto degli aggiornati obiettivi di decarbonizzazione europei e della contemporanea esigenza di mantenere la sicurezza e l'adeguatezza del sistema energetico nazionale, nonché dell'aggiornamento e la messa a punto di politiche già esistenti (regolazione, semplificazioni, incentivi), della piena attuazione di quanto già previsto nel PNRR e nel nuovo capitolo REPowerEU⁷ e della definizione di ulteriori politiche identificate con Ministeri competenti per i trasporti, l'industria, l'agricoltura, la ricerca e l'economia.

L'approccio seguito nel processo di aggiornamento del Piano prevede una forte accelerazione su:

- fonti rinnovabili elettriche;
- produzione di gas rinnovabili (biometano e idrogeno) e altri biocarburanti compreso l'HVO (olio vegetale idrotrattato);
- ristrutturazioni edilizie ed elettrificazione dei consumi finali (pompe di calore);
- diffusione auto elettriche e politiche per la riduzione della mobilità privata;
- CCS (cattura, trasporto e stoccaggio della CO₂).

In Tabella 2 è riportato, rispetto agli indicatori ed i relativi obiettivi, il confronto tra lo scenario di riferimento, che descrive l'evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti e lo scenario di policy, che considera gli effetti sia delle misure ad oggi già programmate che di quelle ancora in via di definizione nel percorso verso gli obiettivi strategici al 2030. Da quanto evidenziato in Tabella 2 emerge, tra l'altro, quanto di seguito riportato:

- le **emissioni di gas serra** devono passare dal dato rilevato al 2022 (ovvero -45%, PNIEC 2019) all'obiettivo 2030 pari a **-66%**, previsto nel PNIEC 2024:

⁷ *Commission Notice Guidance on Recovery and Resilience Plans in the context of REPowerEU*. approvato con Decisione di esecuzione del Consiglio UE nella seduta dell'8 dicembre 2023 e da ultimo con Decisione di esecuzione del Consiglio nella seduta del 7 maggio 2024.

- la **quota di FER** deve passare dal 19% del 2022 al **39,4%** nel 2030 **dei consumi finali lordi di energia** (36% nel caso di riscaldamento e raffrescamento, 63% per i consumi finali elettrici), in linea con il contributo attesi per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario;
- gli obiettivi di **efficienza energetica**, prevedono una riduzione pari a 17 Mtep dei consumi di energia primaria (da 140 Mtep nel 2022 a 123 Mtep nel 2030) ed una riduzione di 10 Mtep sui consumi di energia finale (da 112 Mtep nel 2022 a 102 Mtep nel 2030).

Tabella 2: Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030 (Fonte: PNIEC 2024).

	unità di misura	Dato rilevato 2022	PNIEC 2024: Scenario di riferimento 2030	PNIEC 2024: Scenario di policy ¹ 2030	Obiettivi FF55 REPowerEU 2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-45%	-58%	-66%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR	%	-20%	-29,3%	-40,6%	-43,7% ^{3,4}
Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	MtCO ₂ eq	-21,2	-28,4	-28,4	-35,8 ³
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (criteri di calcolo RED 3)	%	19%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	15%	34%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento (criteri di calcolo RED 3)	%	21%	24%	36%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	37%	53%	63%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	4%	54%	42% ³
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	140	133	123	111
Consumi di energia finale	Mtep	112	111	102	93
Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	3,8		73,4	73,4 ³

1. scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024

2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea

3. vincolante

4. vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

5. vincolante per gli operatori economici

1.2.2 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU) dell'Unione europea in risposta alla crisi pandemica, è stato presentato a Parlamento e Commissione europea ad aprile 2021 e rappresenta il primo deciso impulso all'avvio di un

processo di transizione ecologica di grande portata, garantendo un volume di investimenti di rilievo assoluto, pari a 222,1 mld di euro.

Il PNRR si articola su 6 missioni principali, quali:

1. *Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura;*
2. *Rivoluzione verde e transizione ecologica;*
3. *Infrastrutture per una mobilità sostenibile;*
4. *Istruzione e ricerca;*
5. *Inclusione e coesione;*
6. *Salute.*

La “Missione 2: rivoluzione verde e Transizione Ecologica”, in particolare, punta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell’economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. Essa si sviluppa su quattro componenti, di cui quelle di interesse preminente per il settore energetico sono le componenti 2 (*Transizione energetica e mobilità sostenibile*) – alla quale sono destinati 23,78 mld di euro - e 3 (*Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici*), con oltre 15 mld di euro.

Per decarbonizzare progressivamente tutti i settori coinvolti sono previsti investimenti e riforme dei procedimenti autorizzativi finalizzati a un rapido incremento della penetrazione delle energie rinnovabili.

Una delle leve più virtuose per la riduzione delle emissioni consiste nel rafforzamento del risparmio energetico incrementando il livello di efficienza degli edifici, con il 60% del patrimonio immobiliare risalente ad oltre 45 anni fa, sia nella componente pubblica che negli edifici privati, come già avviato dalla misura conosciuta come “*Superbonus*”.

1.2.3 Piano per la Transizione Ecologica (PTE)

In data 15/12/2022 è stato approvato definitivamente il disegno di legge di conversione del decreto-legge n. 173 del 2022 che interviene in materia di riordino delle attribuzioni dei ministeri. Il provvedimento stabilisce le nuove denominazioni e competenze di cinque ministeri tra cui quella del Ministero della transizione ecologica (MITE) modificato in Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE).

Il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), istituito con Decreto Legge n. 22 del 1 marzo 2021 “Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri” aggiungeva alle competenze del Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del mare quelle integrative nel settore della politica energetica. La legge istitutiva del MiTE ha previsto, inoltre, la formazione del Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE), cui viene affidata l’approvazione della proposta del

Piano per la Transizione Ecologica (PTE), oltre che i percorsi di attuazione e revisione della Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile. Con tale modifica l'attuale MASE diviene il principale organismo di riferimento nazionale che disciplinerà le future politiche in ambito energetico.

Il PTE si integra con il PNRR e coordina, completandole con la digitalizzazione e la transizione energetica, le politiche ambientali che porteranno, attraverso un cronoprogramma di misure e di azioni, alla trasformazione del sistema Paese al fine di renderlo capace di centrare gli obiettivi fissati a livello internazionale ed europeo al 2050.

Il PTE prevede di agire su 5 macro-obiettivi condivisi a livello europeo, quali:

- **Neutralità climatica:** portare avanti a tappe forzate il processo di azzeramento delle emissioni di origine antropica di gas a effetto serra fino allo zero netto nel 2050, in particolare attraverso la progressiva uscita dalle fonti fossili e la rapida conversione verso fonti rinnovabili nella produzione di energia, nei trasporti, nei processi industriali, nelle attività economiche, negli usi civili e sollecitando la transizione verso un'agricoltura e una zootecnia sane, rigenerative e circolari secondo la strategia europea "farm to fork", "dal produttore al consumatore".
- **Azzeramento dell'inquinamento:** portare l'inquinamento sotto le soglie di attenzione indicate dall'Organizzazione Mondiale della Sanità, verso un sostanziale azzeramento, per beneficiare la salute umana e gli ecosistemi; incentivare la mobilità sostenibile non solo per completare l'opera di decarbonizzazione e disinquinamento delle aree urbane ed extraurbane, ma anche per contrastare la congestione, ridurre la frequenza degli incidenti e promuovere l'attività fisica dei cittadini.
- **Adattamento ai cambiamenti climatici:** rendere operative le diverse misure di adattamento ai cambiamenti climatici che stanno già producendo delle conseguenze sul territorio, sulla biodiversità e sulle diverse attività economiche.
- **Ripristino della biodiversità e degli ecosistemi:** in collegamento con gli obiettivi di mitigazione e adattamento, ci si propone di potenziare il patrimonio di biodiversità nazionale con misure di conservazione (aumento delle aree protette terrestri e marine), e di implementazione di soluzioni basate sulla natura ("nature-based solutions") al fine di riportare a una maggiore naturalità aree urbane, degradate e ambiti fondamentali come i fiumi e le coste.
- **Transizione verso l'economia circolare e la bioeconomia:** passare da un modello economico lineare a un modello circolare, ripensato in funzione di un modello di produzione additiva, in modo da permettere non solo il riciclo e il riuso dei materiali ma anche il disegno di prodotti durevoli, improntando così i consumi al risparmio di materia e prevenendo alla radice la produzione di rifiuti. Eliminare al contempo inefficienze e sprechi e promuovere una gestione circolare delle risorse naturali e degli scarti anche in ambito agricolo e più in generale dei settori della bioeconomia.

All'interno del perimetro dei cinque macro-obiettivi esposti sopra, il PTE si declina in otto ambiti di intervento, quali:

- decarbonizzazione;
- mobilità sostenibile;
- miglioramento della qualità dell'aria;
- contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico;
- miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture;
- ripristino e il rafforzamento della biodiversità;
- tutela del mare;
- promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

Relativamente alla decarbonizzazione, la sfida climatica impone l'accelerazione delle misure di mitigazione in modo da ottenere un saldo netto di emissioni pari a zero entro il 2050 e la stabilizzazione del riscaldamento globale a un aumento di $1,5 \div 2,0^{\circ}\text{C}$, come auspicato dagli accordi di Parigi. Tale obiettivo comporta una riduzione delle emissioni di gas serra dei Paesi Ue del 55% entro l'anno 2030 (rispetto al 1990), un livello ben più impegnativo rispetto a quello precedente, fissato a -40%. La revisione del Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), elaborato solo a fine 2019, porta il nuovo obiettivo nazionale di emissioni 2030 intorno a 256 mln di tonnellate di CO₂ equivalente (rispetto a 418 mln di tonnellate del 2019).

Per raggiungerlo, il PTE proposto ipotizza uno sforzo ulteriore nelle politiche di risparmio energetico, soprattutto nei settori dei trasporti e dell'edilizia, e un'elettrificazione del sistema dell'energia primaria che, nella prospettiva di decarbonizzazione totale al 2050, dovrà superare il 50%. La generazione di energia elettrica, a sua volta, dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025 e provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, fino a sfiorare livelli prossimi al 95-100% nel 2050. In parallelo non si dovrà trascurare il perdurante fenomeno della povertà energetica, che in Italia interessa il 13% delle famiglie, nuclei che per motivi economici e sociali non riescono a riscaldare o raffreddare adeguatamente la propria abitazione.

La rivoluzione del sistema energetico andrà accompagnata da una sostanziale decarbonizzazione del comparto industriale. Nel 2018 le emissioni complessive del settore industriale sono state pari a circa il 21% del totale nazionale, in parte derivanti dall'utilizzo di fonti fossili a fini energetici e in parte derivanti da processi produttivi (circa 40%). Nei settori "hard to abate – H2A" (siderurgia vetro, ceramica, cemento, chimica) il principio guida per la riduzione delle emissioni continuerà ad essere quello dell'"energy efficiency first", che trova nell'efficienza la prima leva da impiegare per ottenere vantaggi economici e ambientali in termini di riduzione delle emissioni.

1.3 Quadro di riferimento a livello regionale

1.3.1 Strategia Energetico Ambientale Regionale 2014 – 2020 (SEAR)

La **Strategia Energetico Ambientale Regionale 2014 – 2020** (di seguito SEAR), approvata con deliberazione dell'Assemblea Legislativa n. 205/2017, ha posto alla base della sua strategia energetica l'obiettivo programmatico fissato dal Decreto "Burden Sharing"¹⁰, consistente nell'ottenimento del valore percentuale del 13,7% nel rapporto tra consumo di fonti energetiche rinnovabili (FER) e consumi finali lordi (CFL) di energia sul territorio regionale al 2020. A tal fine la SEAR si è prefissata il raggiungimento di 3 obiettivi principali, declinati individuando le diverse priorità d'azione, quali:

1. incrementare la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili e diminuire il consumo finale, al fine di raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20");
2. sviluppare la filiera industriale dell'energia, allo scopo di favorire la crescita economica sostenibile dell'intera Regione;
3. migliorare la governance del sistema.

Nell'ambito della SEAR sono stati analizzati i dati di cui all'allegato 1 al Decreto burden sharing ed è stato elaborato il grafico di Figura 3, che mostra sia l'andamento del CFL che la sua composizione suddivisa in fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili.

L'allegato 1 nella traiettoria del CFL prevede una riduzione rilevante – 93 ktep pari al 3,6% – di fabbisogno energetico tra l'anno iniziale di riferimento e il 2012, per poi stabilizzarsi e crescere costantemente di 4 ktep a biennio. Per il 2020 si prevedeva un valore di CFL al 2020 pari a 2593 ktep.

Si evidenzia come le stime nazionali hanno ipotizzato una crescita sostanziale delle FER (elettriche e termiche), fino a raggiungere la quota di 355 ktep al 2020.

Va ricordato che le previsioni contenute nel decreto non erano vincolanti per la Regione, che era tenuta a rispettare esclusivamente il valore percentuale complessivo pari al 13,7% al 2020, in modo da poter compensare eventuali ridotti incrementi nello sviluppo di una fonte rinnovabile con superiori incrementi di altre fonti (azioni sul numeratore), ovvero con un maggiore risparmio energetico (azioni sul denominatore).

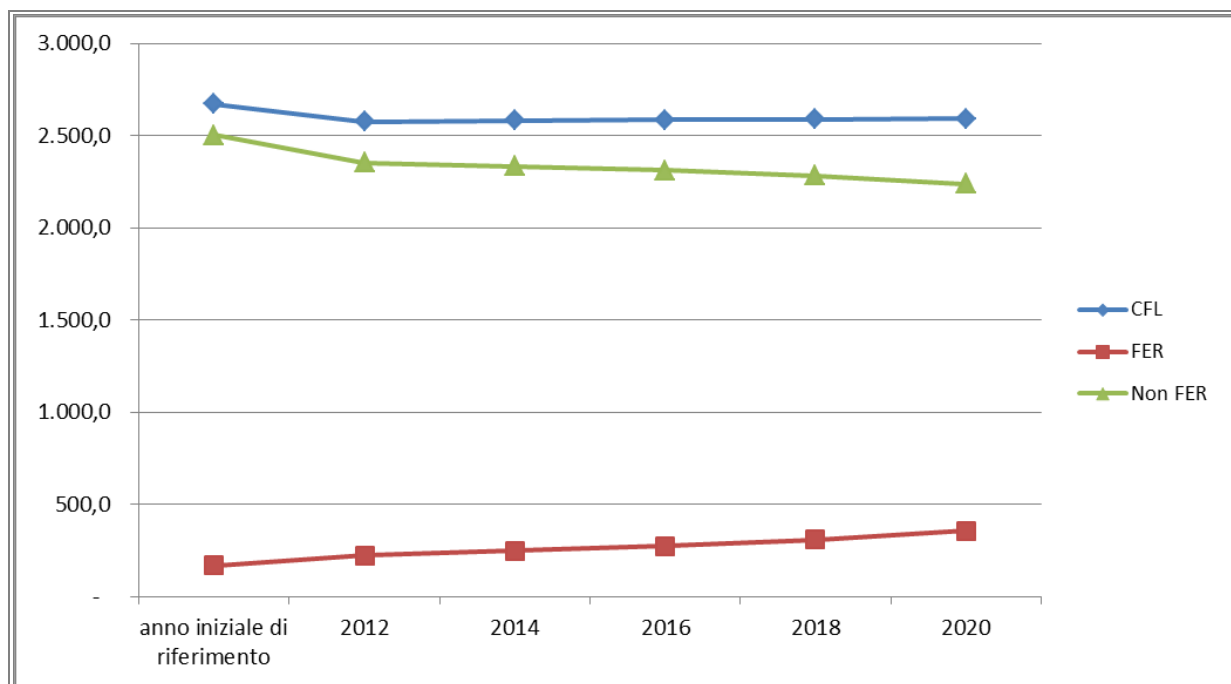


Figura 3: Traiettorie del CFL e sua scomposizione in FER e non FER - Dati Decreto Burden Sharing.

In Tabella 3 sono riproposte le traiettorie, opportunamente interpolate, tracciate dallo Stato per la Regione Umbria nel Decreto Burden Sharing: come appare evidente, lo Stato ha ipotizzato al 2020 una produzione da FER elettriche (FER-E) pari a 183,2 ktep.

Tabella 3: Decreto Burden Sharing - traiettorie per l'Umbria del CFL e delle FER [ktep].

	CFL	FER-E	FER-C
anno iniziale di riferimento	2670	134	33
2009	2639	137,28	48,39
2010	2608	140,56	63,77
2011	2577	143,84	79,16
2012	2577	143,84	79,16
2013	2579	148,76	85,74
2014	2581	153,68	92,32
2015	2583	158,6	100,9
2016	2585	163,52	109,48
2017	2587	168,44	122,06
2018	2589	173,36	134,64
2019	2591	178,28	153,37
2020	2593	183,2	172,1

1.3.2 Piano energetico - ambientale regionale (PaUEr)

Con Deliberazione di Giunta regionale n. 753 del 29 Luglio 2022 è stato dato avvio alla fase di predisposizione del Piano energetico ambientale della Regione Umbria (di seguito PaUEr), che si configura quale strumento strategico fondamentale per seguire e governare lo sviluppo del territorio regionale sostenendo e promuovendo la filiera energetica, tutelando l'ambiente per costruire un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita, sulla base di una piena condivisione dello spirito europeo al 2050 di sostanziale decarbonizzazione dell'economia.

Il Piano si compone di un'analisi del contesto (quadro di riferimento a livello europeo e nazionale, bilanci energetici, stato di attuazione della precedente pianificazione e degli obiettivi raggiunti o meno) e dalla parte pianificatoria, con l'individuazione dell'orizzonte di piano, dello scenario scelto e quindi con la definizione della governance di piano, che individua le azioni regionali per il raggiungimento degli obiettivi.

Il PaUEr si pone i seguenti principali obiettivi:

- ✓ Efficientamento del sistema con conseguente riduzione del fabbisogno energetico (consumo finale)
- ✓ Incremento della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili;
- ✓ Sviluppo della filiera industriale dell'energia;
- ✓ Incremento della autoproduzione energetica (elettrica e termica) per la filiera produttiva;
- ✓ Incremento delle fonti rinnovabili e progressiva riduzione dell'utilizzo delle fonti fossili;
- ✓ Miglioramento della governance del sistema;
- ✓ Lotta alla povertà energetica.

Con Deliberazione di Giunta regionale n. 275 del 22/03/2023 è stato adottato il documento preliminare del PaUEr ed il relativo Rapporto preliminare ambientale; successivamente, il 05/04/2023, è stata avviata la fase di consultazione preliminare all'attività di elaborazione del piano (cd. scoping di VAS), conclusasi il 05/05/2023.

Preso atto degli esiti della fase di consultazione di VAS sul documento preliminare del PaUEr di cui alla citata D.G.R. n. 275/2023, con Deliberazione di Giunta regionale n. 1201 del 15/11/2023 è stato conseguentemente approvato il documento *"Piano Energetico Ambientale della Regione Umbria - Esiti Scoping di VAS"*.

1.3.3 L.R. n. 7/2025: Misure urgenti per la transizione energetica e la tutela del paesaggio umbro

La Regione Umbria, in attuazione di quanto disposto all'art. 20 comma 4 del D.Lgs. n. 199/2021, nonché ai sensi dell'art. 7 del D.M. 21 giugno 2024, ha disciplinato, in maniera differenziata sulla base della fonte e della tipologia di impianto, l'individuazione delle aree idonee e non idonee

all'installazione di impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile, tramite legge regionale 16 ottobre 2025, n. 7, recante *"Misure urgenti per la transizione energetica e la tutela del paesaggio umbro"*, pubblicata nel Bollettino Ufficiale - Serie generale n. 51 del 17/10/2025.

All'articolo 2 della l.r. n. 7/2025, la Regione Umbria ha individuato le seguenti priorità:

- a) attuare le strategie delineate dall'Unione europea nel piano REPowerEU e dalla direttiva 2023/2413/UE;
- b) raggiungere gli obiettivi del Green Deal europeo per la riduzione del 55% delle emissioni di gas climalteranti al 2030, rispetto ai livelli precedenti al 1990, e l'impatto climatico zero al 2050;
- c) conciliare la pianificazione energetica con la tutela del paesaggio, dell'ambiente, delle risorse idriche, della qualità dell'aria, della biodiversità, del patrimonio culturale e delle aree agricole e forestali, e in particolare, con l'identità umbra e il suo patrimonio agroalimentare;
- d) favorire l'uso razionale del territorio e delle risorse energetiche attraverso l'applicazione del principio di prossimità tra la localizzazione degli impianti e il fabbisogno di energia tenendo conto dello sviluppo delle reti di distribuzione;
- e) rispondere alle esigenze economiche e sociali delle comunità locali privilegiando la realizzazione di impianti destinati alle comunità energetiche rinnovabili;
- f) favorire la competitività dei settori economici, specie quelli energivori, riconoscendo la realizzazione di impianti quale fattore strategico di attrazione degli investimenti nel territorio regionale;
- g) privilegiare la realizzazione di impianti destinati all'autoconsumo diretto o a distanza anche sotto la forma di Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC);
- h) garantire la possibilità di ricorrere a sistemi ad isola.

La legge individua gli elenchi delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti FER, rispettivamente agli artt. 3 e 4 ed introduce, all'art. 5, il criterio della prevalenza del principio di idoneità, nel caso in cui un'area idonea sia ricompresa all'interno di un'area non idonea, fatte salve alcune eccezioni di cui ai commi 2 e 3 del medesimo art. 5.

Per le aree idonee si privilegiano coperture, zone edificate, zone industriali o aree già compromesse oltre alle aree indicate nell'allegato A della medesima Legge.

Sono aree non idonee (art.4) le aree tutelate ai sensi del D.Lgs.42/2004, comprensive di una fascia di rispetto differenziata per tipologia fonte rinnovabile; quelle ricadenti all'interno di siti UNESCO o della Rete Natura 2000; le aree comprese nei corridoi e pietre di guado della Rete Ecologica regionale, nelle praterie sommitali sopra i 900 m indicate nella carta Geobotanica dell'Umbria di cui alla L.R.27/2000; le aree ricadenti nella fascia pedemontana olivata Assisi-Spoleto, nelle fasce di pericolosità idraulica A e B del PAI, nelle fasce di rischio idrogeologico R3 e R4 del PAI; le aree comprese in aree ad alta esposizione panoramica di cui al PTCP e PPR, in aree della viabilità

panoramica principale e strade panoramiche individuate dal PTCP e dal PPR per una fascia di 150 m o nella cartografia della viabilità storica, delle Ville e giardini, delle Abbazie e siti benedettini.

Nel caso di impianti agrivoltaici avanzati, collegati ad aziende agricole o zootecniche, aventi sede operativa sul territorio regionale, con attività destinata ad agricoltura biologica certificata e/o allevamenti di razze autoctone, le sopradette categorie di non idoneità non si applicano.

In riferimento alla fonte eolica, limitatamente ad impianti aventi taglia superiore a 1 MW ed altezza massima al mozzo pari a 100 m, sono considerate idonee aree caratterizzate da adeguata ventosità (maggiore di 6 m/s) ed a bassa esposizione panoramica. La Giunta regionale provvederà alla redazione, ai fini ricognitivi, della mappatura di tali aree.

All'art.7 la norma individua misure volte alla minimizzazione degli impatti e disciplina la garanzia finanziaria ai fini della dismissione dell'impianto, i limiti massimi occupazionali per impianti fotovoltaici a terra in aree agricole ed il valore del programma di compensazioni ambientali e territoriali.

Vengono altresì indicate all'art.8 le modalità di attuazione in zone industriali anche nei casi in cui sia presente una pianificazione comunale attuativa.

2. QUADRO CONOSCITIVO

2.1 Elaborazione dati dei bilanci energetici regionali messi a disposizione da Enea

Al fine di ricostruire il quadro della domanda e dell'offerta energetica in Umbria, è possibile far riferimento alle informazioni fornite da ENEA, ente incaricato storicamente della redazione dei bilanci energetici, sia a scala nazionale che regionale.

I bilanci energetici regionali (di seguito BER) quantificano l'energia utilizzata da ciascuna regione, con l'obiettivo di descrivere la situazione energetica in termini di energia in entrata, trasformata e consumata. I bilanci, elaborati secondo la metodologia Eurostat, sulla base di dati di fonte ufficiale e di informazioni reperite sul territorio, permettono di delineare l'evoluzione dell'offerta e della domanda di energia.

I dati più recenti ad oggi disponibili, relativi all'annualità 2023 e riportati in Tabella 4, consentono di evidenziare alcune caratteristiche sul profilo energetico del territorio regionale.

In particolare:

- il consumo interno lordo di energia nel territorio è pari a 2.158 ktep;
- i consumi finali per usi energetici ammontano a 1.992 ktep, con una ripartizione per settore di utilizzo che vede la prevalenza del settore civile (774 ktep), seguito dai trasporti (662 ktep) e dall'industria (517 ktep); il settore agricolo, il meno energivoro, al 2023 ha rappresentato solamente il 2% dei consumi totali (Figura 4);
- disaggregando i valori dei consumi energetici finali complessivi per vettore di utilizzo (Figura 5) si osserva che il contributo più consistente è fornito dai prodotti petroliferi (771 ktep - 36,1%), seguiti dal gas naturale (662 ktep - 29,1%) e dalle fonti rinnovabili termiche (288 ktep - 13,5%); il calore incide solo marginalmente sul totale dei consumi finali (14 ktep - 0,7%). Si specifica che le rinnovabili elettriche sono rendicontate all'interno del vettore elettrico, per un consumo complessivo di 439 ktep (20,6%), pari a circa un quinto dei consumi totali.

Tabella 4: Bilancio energetico regionale di sintesi. Fonte: ENEA, 2023.

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi ²	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	472	0	0	0	463	9	0	0
saldo import/export	1.697	0	760	661	76	0	0	200
Consumo interno¹	2.158	0	749	661	539	9	0	200
Ingressi in trasformazione	408	0	0	131	276	0	0	0
Uscite dalla trasformazione	298	0	0	2	26	0	14	256
Settore energia	10	0	0	0	1	0	0	9
Perdite di distribuzione e trasporto	26	0	0	4	0	0	0	22
Disponibilità netta per i consumi finali	2.013	0	749	528	288	9	14	425
Consumi finali non energetici	21	0	21	0	0	0	0	0
Consumi finali energetici	1.992	0	729	528	288	9	14	425
industria	517	0	70	195	26	9	11	206
trasporti	662	0	591	29	29	0	0	13
altri settori	815	0	67	304	234	0	3	206
civile	774	0	44	302	231	0	3	194
agricoltura e pesca	38	0	21	2	3	0	0	12
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MISE, GSE, TERNA, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra

¹ produzione+importazione-esportazione+variazione delle scorte-bunkeraggi marittimi internazionali-aviazione internazionale

² Sono inclusi gas naturale e gas manufatti

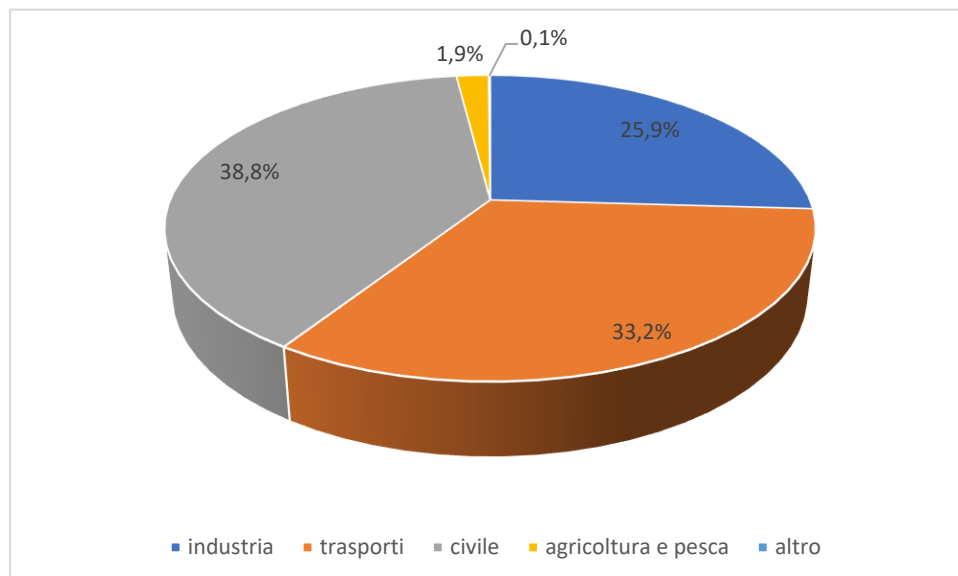


Figura 4: Consumi finali [ktep] per settore energetico in Umbria. Fonte: ENEA, 2023.

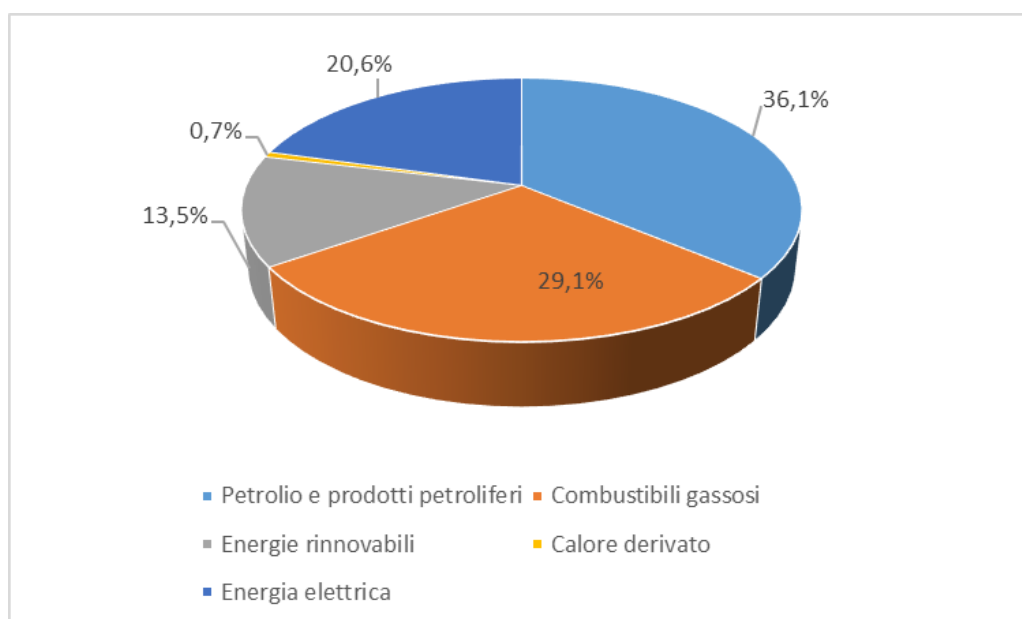


Figura 5: Consumi finali [ktep] per vettore energetico in Umbria. Fonte: ENEA, 2023.

2.2 Monitoraggio fonti rinnovabili: dati GSE

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 11 maggio 2015⁸ ha assegnato al GSE il compito di monitorare annualmente il grado di raggiungimento degli obiettivi fissati dal c.d. decreto Burden sharing⁹. La metodologia di monitoraggio, approvata dallo stesso decreto, prevede l'utilizzo dei dati relativi alle fonti rinnovabili rilevati dallo stesso GSE¹⁰ (che per il comparto elettrico e per gli impianti cogenerativi fa riferimento a sua volta a dati TERNA) e dei dati relativi alle fonti fossili elaborati da ENEA (a partire dai dati prodotti a livello nazionale dal MiSE e dal MiTE, oggi MASE).

Dall'analisi dei dati relativi al periodo dal 2012 al 2020 (nel quale si applicava la metodologia di monitoraggio definita dalla direttiva 2009/28/CE - RED I), elaborati dal GSE (Figura 6 e Tabella 5), risulta un fabbisogno energetico pressoché stabile e pari, per il 2020, a 2.032 ktep con una percentuale di copertura da fonti rinnovabili del 23,8% (484 ktep). L'obiettivo sfidante fissato dallo Stato per la Regione Umbria al 2020 (355 ktep ovvero 13,7%) è stato, pertanto, superato, come pure l'obiettivo minimo fissato dalla SEAR 2014 – 2020, pari al 20%.



Figura 6: Quota dei Consumi Finali Lordi di energia coperta da fonti rinnovabili in Umbria [%] – Fonte GSE, 2020.

⁸ Rubricato "Metodologia da applicare per rilevare i dati necessari a misurare il raggiungimento degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili di energia - Burden sharing".

⁹ Decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 marzo 2012 recante "Definizione e quantificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione delle modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome".

¹⁰ L'articolo 6, comma 4, del Decreto 11/05/2015 del Ministero dello Sviluppo economico attribuisce al GSE il compito di mettere a disposizione delle Regioni i "Dati che concorrono alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili".

Tabella 5: Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili – Fonte GSE, 2020.

	CFL FER (ktep)		CFL (ktep)		CFL FER / CFL (%)	
	Dato rilevato	Obiettivo	Dato rilevato	Obiettivo	Dato rilevato	Obiettivo
2012	446	223	2.266	2.577	19,7%	8,7%
2013	461		2.220		20,8%	
2014	443	246	2.104	2.581	21,0%	9,5%
2015	505		2.222		22,7%	
2016	504	273	2.151	2.585	23,4%	10,6%
2017	536		2.126		25,2%	
2018	504	308	2.131	2.589	23,7%	11,9%
2019	496		2.150		23,1%	
2020	484	355	2.032	2.593	23,8%	13,7%

A partire dal 2021 è stata applicata la metodologia definita dalla direttiva (UE) 2018/2001 (RED II). Le variazioni tra il 2021 e gli anni precedenti possono pertanto essere legate ad aspetti metodologici, oltre che all'andamento effettivo dei fenomeni oggetto di rilevazione. In particolare, dai dati più recenti disponibili (2023), illustrati in Figura 7, risulta un fabbisogno energetico pari a 2.034 ktep con una percentuale di copertura da fonti rinnovabili del 22,6% (459 ktep).

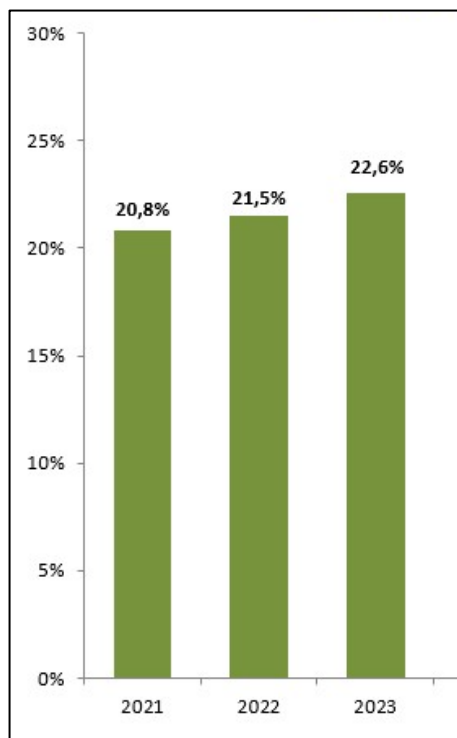


Figura 7: Quota dei Consumi Finali Lordi di energia coperta da FER in Umbria [%] – Fonte GSE, 2023.

In Tabella 6 e

Tabella 7 sono sintetizzati i dati GSE relativi ai Consumi Finali Lordi di energia da fonti rinnovabili e totali [ktep] rispettivamente nel periodo 2012 – 2020 e 2021 - 2023.

Tabella 6: Consumi Finali Lordi di energia da fonti rinnovabili e totali in Umbria [ktep]. – Fonte GSE, 2020.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (escluso il settore Trasporti)	446	461	443	505	504	536	504	496	484
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	167	183	190	193	190	200	198	201	197
Idraulica (normalizzata)	122	125	125	124	124	128	132	133	128
Eolica (normalizzata)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solare	41	45	45	48	45	50	45	48	48
Geotermica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse solide	0	6	8	8	8	8	8	8	7
Biogas	4	7	9	9	10	10	8	8	9
Bioliquidi sostenibili	0	1	2	3	3	4	4	4	5
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	278	276	251	304	304	327	298	286	278
Energia geotermica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia solare termica	3	2	2	2	3	3	3	3	3
Frazione biodegradabile dei rifiuti	1	1	1	1	11	16	17	16	15
Energia da biomasse solide nel settore residenziale	241	238	210	233	234	252	225	217	222
Energia da biomasse solide nel settore non residenziale	0	0	2	32	21	19	17	16	4
Energia da bioliquidi	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia da biogas e biometano immesso in rete	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Energia rinnovabile da pompe di calore	33	34	35	35	36	36	35	34	34
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	1	2	2	8	9	8	9	8	8
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA	2.266	2.220	2.104	2.222	2.151	2.126	2.131	2.150	2.032
Consumi finali di energia da FER (settore termico)	278	276	251	304	304	327	298	286	278
Consumi finali lordi di calore derivato	33	22	22	31	33	41	41	41	27
Consumi finali lordi di energia elettrica	507	499	468	477	475	475	482	482	451
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali di prodotti petroliferi	785	759	774	792	736	666	684	712	669
Olio combustibile	4	7	6	7	5	3	3	2	2
Gasolio	404	392	465	432	442	420	439	461	439
GPL	65	71	74	73	70	65	67	68	59
Benzine	135	139	154	113	110	114	113	124	104
Coke di petrolio	171	145	70	160	103	56	55	51	62
Distillati leggeri	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carboturbo	5	5	5	6	6	7	7	6	4
Gas di raffineria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	1	1	1	0	0	2	2	2	2
Carbone	1	0	0	0	0	2	2	2	2
Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coke da cokeria	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da altoforno	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali di gas	663	662	588	618	604	615	624	627	605
Gas naturale	663	662	588	618	604	615	624	627	605
Altri gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella 7: Consumi Finali Lordi di energia da fonti rinnovabili e totali in Umbria [ktep]. – Fonte GSE, 2023.

	2021	2022	2023
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (escluso il settore Trasporti)	473	462	459
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	194	196	198
Idraulica (normalizzata)	128	128	130
Eolica (normalizzata)	0	0	0
Solare	47	52	55
Geotermica	0	0	0
Biomasse solide e rifiuti rinnovabili	8	8	6
Biogas	8	7	5
Bioliquidi sostenibili	2	0	2
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	279	262	261
Energia solare termica	3	3	4
Energia geotermica	0	0	0
Biomasse solide e rifiuti rinnovabili	262	243	241
Biogas	1	1	1
Bioliquidi sostenibili	0	0	0
Energia ambiente per riscaldamento e acqua calda sanitaria	11	13	13
Energia ambiente per raffrescamento	1	2	2
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	0	4	0
Energia solare termica	0	0	0
Energia geotermica	0	0	0
Biomasse solide e rifiuti rinnovabili	0	4	0
Biogas	0	0	0
Bioliquidi sostenibili	0	0	0
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA	2.272	2.144	2.034
Consumi finali di energia da FER (settore termico)	279	262	261
Consumi finali lordi di calore derivato	15	14	14
Consumi finali lordi di energia elettrica	488	471	453
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	0	0	9
Consumi finali di prodotti petroliferi	789	808	769
Olio combustibile	3	4	4
Gasolio	533	521	491
GPL	61	61	63
Benzine	127	139	141
Coke di petrolio	60	72	55
Distillati leggeri	0	0	0
Carboturbo	5	12	15
Gas di raffineria	0	0	0
Altri prodotti petroliferi	0	0	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	0	0	0
Carbone	0	0	0
Lignite	0	0	0
Coke da cokeria	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0
Gas da altoforno	0	0	0
Consumi finali di gas	700	588	528
Gas naturale	700	588	528
Altri gas	0	0	0

2.3 Quadro complessivo dell'energia elettrica in Umbria: dati statistici Terna.

La pubblicazione¹¹ elaborata da Terna in merito ai dati statistici sull'energia elettrica, riferiti all'Umbria per l'annualità 2023, fornisce il quadro complessivo dell'energia elettrica sul territorio regionale, presentando:

- ✓ il bilancio elettrico regionale (che mostra come la domanda elettrica viene coperta da produzione regionale e saldo import/export);
- ✓ l'analisi della generazione regionale e provinciale per fonti energetiche primarie, per tipologia (rinnovabile e tradizionale) e in relazione ai combustibili utilizzati;
- ✓ i consumi energetici, regionali e provinciali, per macro - settore;
- ✓ le potenze installate per ogni fonte di energia, con evidenza del rinnovabile con dettaglio provinciale.

Dall'analisi dei dati elaborati, risulta in estrema sintesi quanto segue:

- il **fabbisogno energetico elettrico** si è attestato a 5.231,4 GWh;
- la **produzione netta di energia elettrica** è pari a 2.909,6 GWh, ripartita come riportato in
- Tabella 8.

Dall'analisi dei dati di produzione emerge che essa deriva per il 69% da FER (2.008,2 GWh) e per il restante 31% da termoelettrico tradizionale. Tale dato risulta notevolmente superiore alla media nazionale, che si attesta sul 39%. L'idroelettrico – 1.377,2 GWh (Figura 8) - rappresenta la quota predominante tra le diverse FER (68,5% del totale) e copre, da solo, il 47% dell'intera produzione elettrica regionale.

Tabella 8: Energia elettrica prodotta in Umbria nel 2023 [Gwh]. Fonte:Terna.

Produzione netta			
- idroelettrica	1.377,2	-	1.377,2
- termoelettrica tradizionale	662,5	238,9	901,4
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	5,4	-	5,4
- fotovoltaica	574,8	51,9	626,7
- accumuli stand alone	-	2,6	2,6
TOTALE PRODUZIONE NETTA	2.620,0	293,3	2.913,3
Energia destinata ai pompaggi	-	-	-
Energia assorbita accumuli stand alone	-	3,7	3,7
Produzione destinata al consumo	2.620,0	289,6	2.909,6

¹¹ "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia – 2023" consultabile sul sito di Terna S.p.A., www.terna.it.

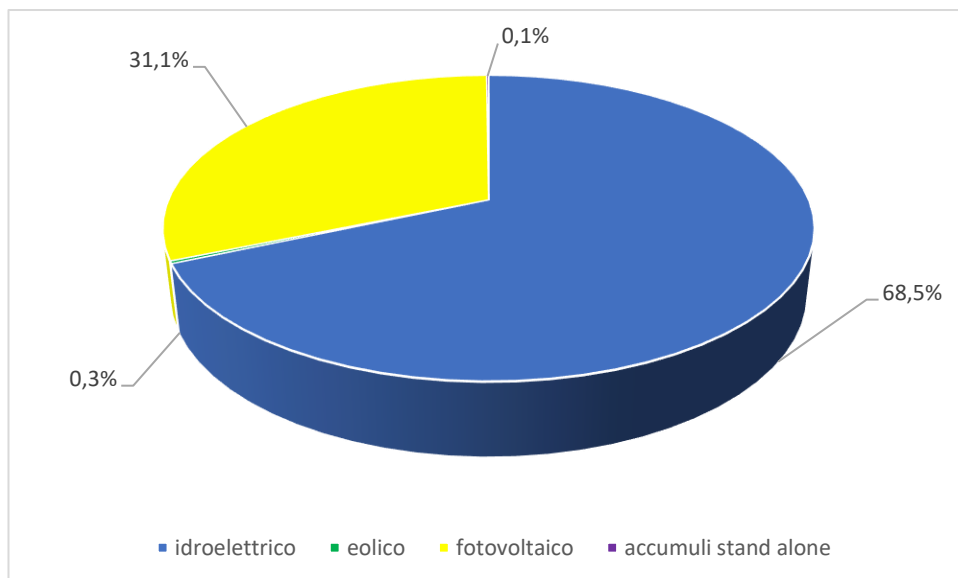


Figura 8: Ripartizione della produzione di energia elettrica per tipologia di FER [GWh] in Umbria – Fonte TERNA, 2023.

- Il deficit di energia elettrica, ovvero la differenza tra fabbisogno e produzione di elettricità, che viene coperta tramite export dalle altre regioni, è pari a 2.321,8 GWh (-44,4%).
- I **consumi elettrici** al 31.12.2023 ammontano, al netto dei consumi FS per trazione pari a 121,4 GWh, a complessivi 4859 GWh su base regionale, di cui il 57% (2.749,1 GWh) afferenti alla provincia di Perugia e il 43% (2.109,9 GWh) a quella di Terni (Tabella 9). Tali consumi sono principalmente imputabili al settore industriale (54%), seguito dal terziario (24,9%) e dal settore domestico (18,2%), con l'agricoltura che determina solo il 2,9% dei consumi (Figura 9).

Tabella 9: Consumi elettrici per categoria di utilizzatori e provincia (Fonte:Terna, 2023).

	Agricoltura	Industria	Servizi (1)	Domestico	Totale (1)
Perugia	122,1	1.087,7	868,7	670,6	2.749,1
Terni	18,3	1.535,2	340,2	216,2	2.109,9
TOTALE	140,5	2.622,8	1.209,0	886,7	4.859,0

(1) Al netto dei consumi FS per trazione pari a GWh 121,4

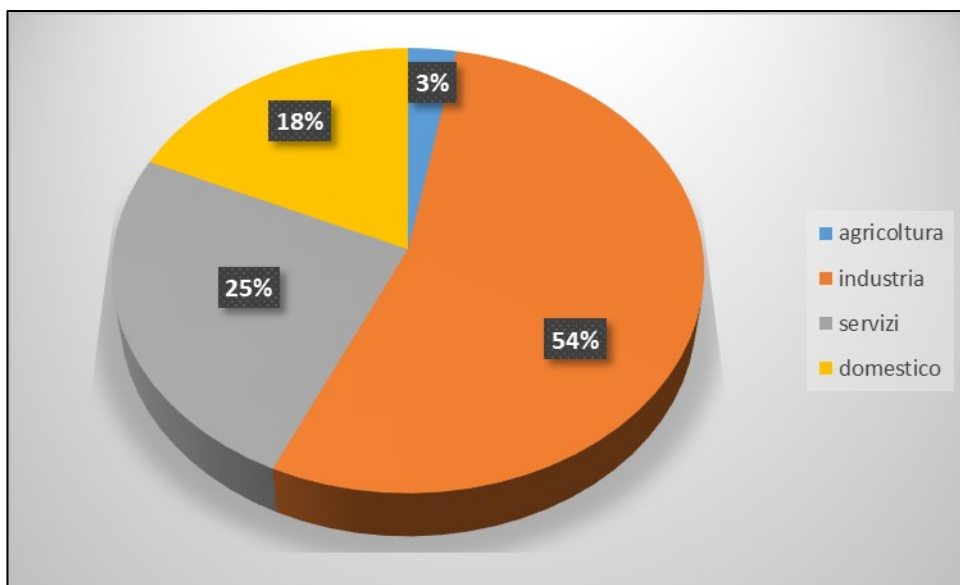


Figura 9: Ripartizione consumi elettrici per macro- settore [%] in Umbria.

Fonte: TERNA, 2023.

A livello provinciale, Terni presenta elevati consumi energetici nel settore industriale (1.535,2 GWh/anno), mentre negli altri settori la provincia di Perugia ha consumi nettamente preminenti, come visibile in Figura 10.

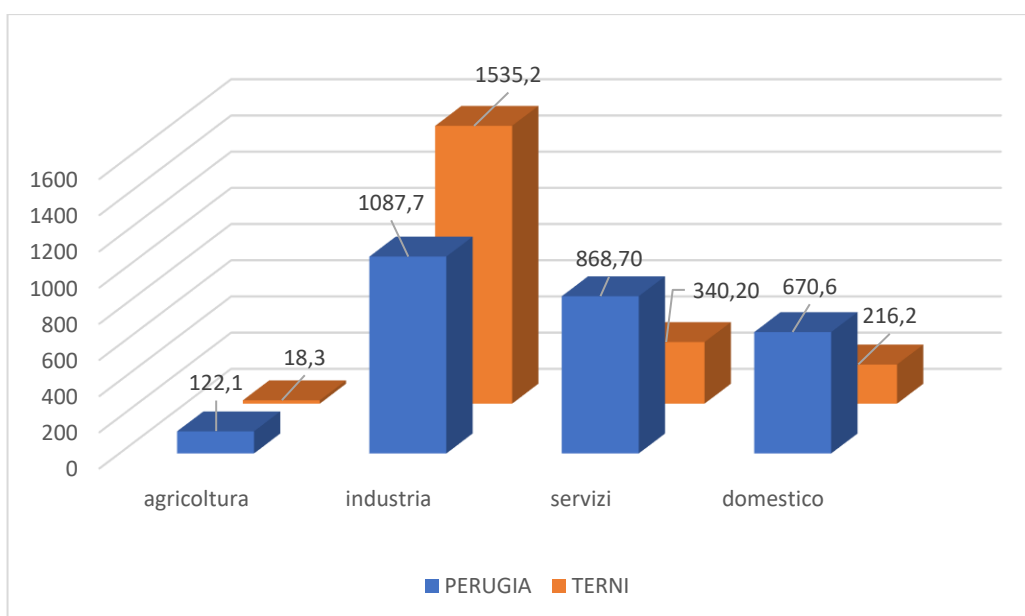


Figura 10: Ripartizione consumi energetici per macro - settore e per provincia. Fonte: TERNA, 2023.

- la **potenza elettrica installata** è pari a 1.741,1 MW, ripartita tra termoelettrico (560,7 MW), idroelettrico (515,2 MW), fotovoltaico (632,4 MW), accumulo stand alone (28,8 MW) e da ultimo eolico (4 MW) (Figura 11).

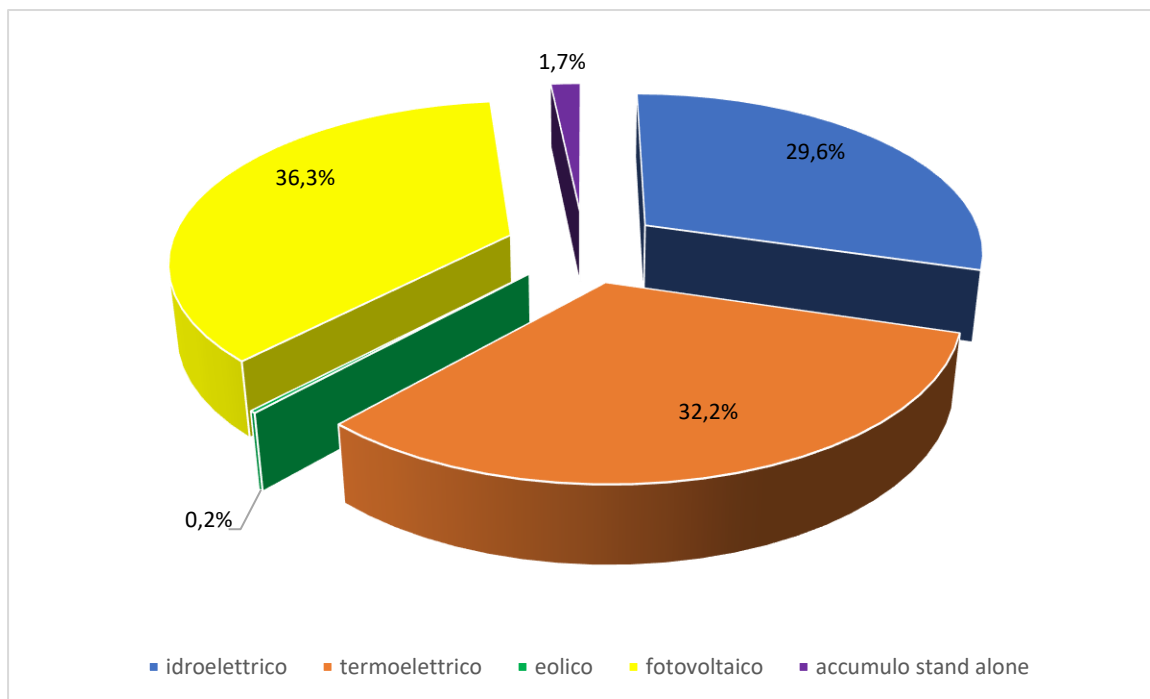


Figura 11: Ripartizione potenza elettrica installata per fonte energetica. Fonte: Terna, 2023.

3. INDIVIDUAZIONE ZONE DI ACCELERAZIONE

Il presente Piano, in attuazione di quanto disposto all'art. 12 del Dlgs 190/2024 e s.m.i., nonché in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 15-quater della direttiva (UE) 2023/2413 (RED III), individua in tale fase zone di accelerazione terrestre (ZAT) per la fonte solare.

Per le altre tipologie di fonti rinnovabili si rimanda ai successivi aggiornamenti del Piano.

Si individuano zone di accelerazione per la fonte solare le seguenti categorie di aree:

- a) le **aree a destinazione industriale**, ad esclusione degli ambiti non attuati ricadenti nelle aree tutelate ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs. n. 42/2004, individuate mediante la procedura nel seguito dettagliata;
- b) le **aree di cava dismesse** di cui all'articolo 2, comma 1, lettera o bis) del regolamento regionale 17 febbraio 2005, n. 3 (Modalità di attuazione della legge regionale 3 gennaio 2000, n. 2 - Norme per la disciplina dell'attività di cava e per il riuso di materiali provenienti da demolizioni);
- c) il **sito di bonifica di interesse nazionale (SIN)** di **"Terni – Papigno"**, individuato con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 18 settembre 2001, n. 468;
- d) le **coperture degli edifici**, con l'esclusione di quelli di cui all'art. 10 del D.Lgs. n. 42/2004 e di quelli ricompresi all'interno delle aree tutelate ai sensi dell'art. 136 del medesimo decreto, nel rispetto delle modalità previste dall'art. 21, c. 5 lett. del r.r. n.2/2015 per gli "insediamenti che rivestono valore storico e culturale" di cui all'art.92.

In *Allegato A* è riportata la mappatura relativa alle zone di accelerazione di cui ai sopraelencati punti a), b) e c).

Le aree a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, sulla base di leggi nazionali o regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, fatta eccezione per le superfici artificiali ed edificate esistenti situate in tali zone, come precisato al comma 7 dell'art. 12, sono escluse dal novero delle zone di accelerazione.

A tal fine si considerano escluse le superfici e le aree ricomprese nelle seguenti categorie:

- **Rete Natura 2000**, di cui alla direttiva 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche, e alla direttiva 2009/147/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 novembre 2009, concernente la conservazione degli uccelli selvatici;
- **aree naturali protette** di cui alla Legge n. 394/1991, istituite con D.P.R. 06/08/1993, L.R. n. 9/1995 e L.R. n. 29/1999;
- **fasce di pericolosità idraulica A e B del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)**;
- **fasce di rischio idrogeologico R3 e R4 del PAI**.

Al fine di garantire la minimizzazione degli impatti, ai sensi dell'articolo 15-quater, paragrafo 1, lettera b) della direttiva (UE) 2018/2001, sulla base degli esiti della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) potranno essere individuate, per le aree di cui al presente Piano, adeguate misure di mitigazione, illustrate al successivo capitolo 5 del presente documento.

Agli esiti della VAS potranno inoltre essere definite ulteriori zone di accelerazione, ovvero, laddove necessario, ridotte.

Il presente Piano verrà periodicamente riesaminato ed in ogni caso modificato, laddove necessario, per tener conto degli aggiornamenti degli obiettivi fissati a livello nazionale, come previsto al comma 9 dell'art. 12 del D.Lgs. n. 190/2024.

Procedura di individuazione delle aree industriali

Il GSE, ai sensi di quanto previsto dal comma 7-bis dell'articolo 12 del Dlgs 190/2024, nel maggio 2025 ha pubblicato sul proprio sito web una mappatura delle aree industriali, che costituiscono il contenuto minimo delle zone di accelerazione per le fonti rinnovabili.

A tal fine il GSE ha utilizzato le informazioni disponibili dalla classificazione del suolo presenti nel Corine Land Cover¹², che consente di individuare aree omogenee aventi estensione superficiale non inferiore a 25 ettari.

Da ciò ne deriva, nel caso specifico del territorio regionale umbro, che la perimetrazione di aree industriali da parte del GSE ha interessato n. 43 su 92 Comuni, per un'estensione superficiale complessiva pari a 6.120 ettari.

Il medesimo comma 7-bis stabilisce che entro 30 gg dalla suddetta pubblicazione le regioni comunichino al GSE eventuali disallineamenti cartografici delle aree industriali insistenti sui rispettivi territori.

Pertanto la Regione Umbria ha avviato, nel giugno 2025, una ricognizione presso i n. 43 Comuni individuati dal GSE, al fine di evidenziare eventuali disallineamenti delle aree industriali effettivamente esistenti nel proprio territorio rispetto a quelle perimetrate dal GSE.

Ad oggi risultano pervenuti contributi da parte di n. 37 Comuni, in quali hanno formalmente trasmesso alla struttura regionale competente la perimetrazione delle aree industriali così come individuate dai rispettivi strumenti urbanistici vigenti.

Il confronto tra gli esiti della ricognizione e la valutazione condotta dal GSE tramite il Corine Land Cover è riportato in Tabella 10.

¹² <https://land.copernicus.eu/en/products/corine-land-cover>.

Tabella 10: Confronto tra aree proposte dal GSE e quelle individuate dai Comuni.

		Area (ettari)
Aree individuate dal GSE e confermate dai Comuni umbri	(A)	3.390
Aree individuate dal GSE ed escluse dai Comuni umbri	(B)	2.730
Ulteriori aree individuate dai Comuni umbri	(C)	2.670
Totale mappatura GSE (43 Comuni)	(A + B)	6.120
Totale mappatura Regione Umbria (37 Comuni)	(A + C)	6.060

La suddetta analisi ha riguardato, come sopra esplicitato, n. 37 Comuni umbri e la relativa mappatura delle aree industriali, così come individuate dalle Amministrazioni, comprensiva di quelle confermate rispetto al GSE (3.390 ettari) e le ulteriori aree individuate (2.670 ettari), per un valore complessivo pari a 6.060 ettari, è riportata in *Allegato A*.

Tale mappatura potrà essere aggiornata ed integrata a seguito della ricezione dei contributi dei restanti n. 6 Comuni (sui 43 coinvolti) nonché degli ulteriori n. 49 Comuni, per i quali è stata avviata, nel mese di ottobre 2025, una ricognizione volta ad acquisire la perimetrazione, in formato vettoriale, delle rispettive aree industriali, così come individuata dai relativi strumenti urbanistici.

Dal “Rapporto statistico 2024 - solare fotovoltaico” elaborato a cura del GSE al 31.12.2024 risultano in esercizio, in Umbria, n. 37.022 impianti fotovoltaici per un valore di potenza elettrica complessiva installata pari a 732 MW (Tabella 11).

Analizzando la distribuzione della potenza installata dei pannelli fotovoltaici per collocazione, a livello regionale il 27% dei 732 MW in esercizio a fine 2024 risulta collocato a terra, il restante 73% si distribuisce su superfici non a terra (edifici, capannoni, tettoie, serre, ecc.) (Figura 12).

Dall’analisi dell’andamento storico del parametro alla densità di suolo occupato per MW di potenza installata degli impianti fotovoltaici collocati a terra negli ultimi 15 anni, illustrata nel grafico di

Figura 13, è emerso che la quantità di suolo necessario per installare 1 MW di potenza è diminuita costantemente, passando da un rapporto di 1,8 ettari per MW negli anni del Conto Energia a circa 1 ettaro per MW a fine 2024, con una contrazione del -48% rispetto al dato mediano degli anni 2009-2011.

Il valore del parametro densità di suolo pari a 1 ha/MW, utilizzabile come riferimento per il fotovoltaico a terra, può ritenersi valido, in prima approssimazione, anche per il fotovoltaico non a terra, tenuto conto che le coperture degli edifici industriali sono prevalentemente piane e pertanto la superficie occupata dagli impianti può considerarsi assimilabile a quella occupata dalle installazioni a terra. Ciò è avvalorato anche

dall'esame di recenti installazioni in copertura di stabilimenti industriali¹³, caratterizzate da un rapporto ha/MW inferiore ad 1. Tuttavia, cautelativamente, si ritiene di considerare un valore del parametro densità di occupazione in copertura pari a 1,5 ha/MW.

Relativamente al valore di superficie pari a 6060 ettari, emerso a seguito della ricognizione avviata lo scorso giugno 2025 dalla Regione Umbria e riferito alle aree industriali, si precisa che, ai sensi di quanto previsto dall'art. 12 comma 7 del D.Lgs. n. 190/2024 e s.m.i., ad esso dovranno essere sottratte le superfici ricomprese all'interno dei perimetri delle aree a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale (Rete Natura 2000, parchi).

Si ritiene opportuno, altresì, in coerenza con i criteri di compatibilità con la pianificazione di bacino idrografico trasmessi dall'Autorità di Bacino distrettuale dell'Appennino Centrale (AUBAC)¹⁴ escludere dal novero delle zone di accelerazione anche le superfici ricadenti all'interno delle fasce A, B, R3 ed R4 del PAI.

Complessivamente le aree da sottrarre ammontano a circa 900 ettari; pertanto, al netto delle esclusioni, la superficie "netta" delle aree industriali individuabili quali zone di accelerazione risulta pari a oltre 5.000 ettari. Considerata la necessità di contemperare il vincolo di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione con l'esigenza di preservare la destinazione d'uso propria delle aree industriali, si può ipotizzare una percentuale massima di utilizzo delle stesse per scopi energetici pari al 50%.

¹³ <https://www.italgen.it/it/blog/italgen-inaugura-un-nuovo-impianto-fotovoltaico-su-copertura-a-matelica>
<https://www.kostal-solar-electric.com/it/chi-siamo/notizie/notizie-vista-dettagliata/un-sito-industriale-dismesso-si-riqualifica-per-produrre-energia-solare-gratuita/>

¹⁴ "Criteri di compatibilità con le aree a pericolosità e rischio idro-geomorfologico della pianificazione di bacino degli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra" di cui alla nota AUBAC prot. n. 10594 del 30/09/2024.

Tabella 11: Impianti in esercizio nelle regioni (Fonte: GSE, 2024).

	2023			2024			Var 2024/2023 (%)		
	Numero Impianti	Potenza Installata (MW)	Taglia media (kW)	Numero Impianti	Potenza Installata (MW)	Taglia media (kW)	Numero Impianti	Potenza Installata	Taglia media
Abruzzo	38.242	972	25	46.389	1.115	24	21%	15%	-5%
Basilicata	16.181	504	31	22.171	585	26	37%	16%	-15%
Calabria	45.434	729	16	54.958	833	15	21%	14%	-6%
Campania	66.368	1.230	19	84.869	1.525	18	28%	24%	-3%
Emilia Romagna	163.150	3.030	19	186.140	3.574	19	14%	18%	3%
Friuli Venezia Giulia	61.337	882	14	75.375	1.211	16	23%	37%	12%
Lazio	106.408	2.026	19	130.084	3.295	25	22%	63%	33%
Liguria	17.171	187	11	20.378	231	11	19%	24%	4%
Lombardia	264.823	4.048	15	307.072	4.959	16	16%	22%	6%
Marche	50.546	1.359	27	58.287	1.516	26	15%	12%	-3%
Molise	7.200	206	29	8.704	256	29	21%	24%	3%
Piemonte	110.678	2.566	23	126.445	3.083	24	14%	20%	5%
Provincia di Bolzano	15.067	377	25	17.780	449	25	18%	19%	1%
Provincia di Trento	29.526	305	10	32.517	361	11	10%	18%	8%
Puglia	92.228	3.313	36	110.307	3.627	33	20%	9%	-8%
Sardegna	59.465	1.360	23	67.990	1.722	25	14%	27%	11%
Sicilia	103.076	2.164	21	125.341	2.674	21	22%	24%	2%
Toscana	86.635	1.226	14	100.649	1.467	15	16%	20%	3%
Umbria	32.037	632	20	37.022	732	20	16%	16%	0%
Valle D'Aosta	3.862	35	9	4.323	40	9	12%	13%	1%
Veneto	228.013	3.168	14	259.069	3.748	14	14%	18%	4%
ITALIA	1.597.447	30.319	19	1.875.870	37.002	20	17%	22%	4%

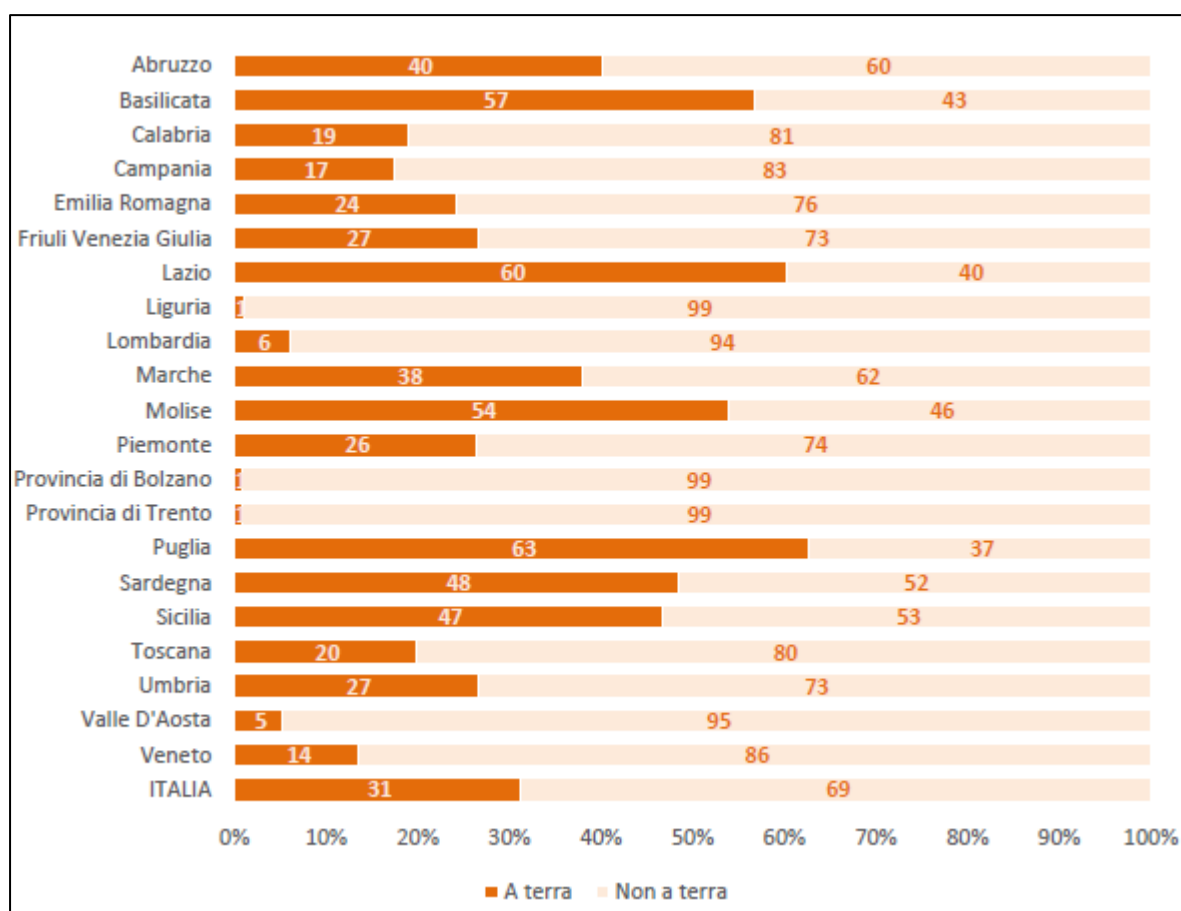


Figura 12: Distribuzione della potenza degli impianti fotovoltaici a fine 2024, per collocazione (Fonte: GSE, 2024).

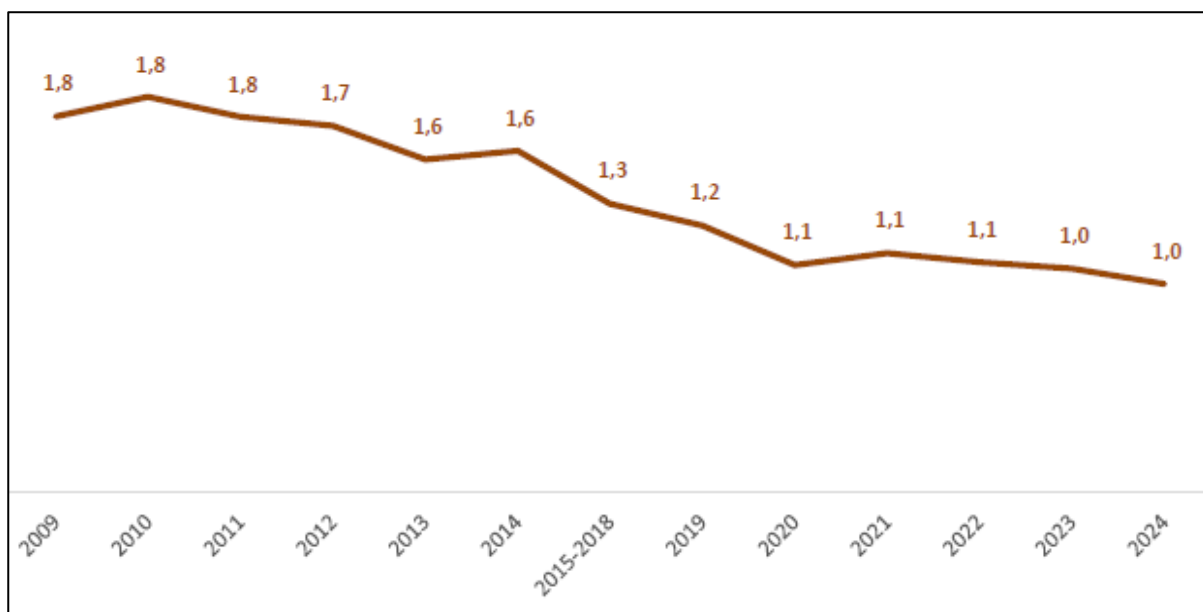


Figura 13: Ettari di suolo occupato per MW di potenza FTV a terra (ha/MW) – Valore mediano per anno di entrata in esercizio dell'impianto (Fonte: GSE, 2024).

4. MISURE DI MITIGAZIONE PROPOSTE

Al fine di conciliare la realizzazione degli impianti fotovoltaici con il contesto di riferimento territoriale ed ambientale, nell'ottica della sostenibilità, si riporta di seguito una proposta di misure di mitigazione rispetto ai possibili impatti ambientali e paesaggistici, da considerarsi anche quale contributo alla qualità del progetto e buona pratica di progettazione.

La scelta di un sito per l'inserimento di impianto fotovoltaico dipende da parametri fisico-tecnici che assicurano la convenienza e la sostenibilità complessive dell'intervento; in particolare le caratteristiche che vengono prese in considerazione sono:

- **caratteri fisico-ambientali del sito**
 - irraggiamento complessivo massimo;
 - angolo di radiazione;
 - esposizione;
 - assenza di ombreggiamento (vegetazioni arboree, edifici);
 - condizioni climatiche favorevoli (addensamenti nuvolosi poco frequenti);
 - terreno idoneo (nel caso di impianto a terra) ovvero strutture adeguate ai carichi aggiuntivi indotti dall'impianto (nel caso di coperture di edifici esistenti, pensiline/manufatti esistenti);
- **infrastrutture energetiche**
 - possibilità di raccordo con le infrastrutture elettriche esistenti;
 - posizione del punto d'alimentazione della linea dell'AT;
 - carico attuale della rete elettrica;
- **altri criteri**
 - costo d'acquisizione del terreno;
 - accettazione e sostegno da parte delle popolazioni locali.

Si individuano 2 categorie di impatti, quali ambientali e paesaggistici. Ciò deriva da una considerazione metodologica: i primi sono direttamente connessi alla natura ed alle componenti tecnologiche di un impianto fotovoltaico e presuppongono quindi misure di mitigazione e compensazione "ripetibili" in contesti d'inserimento diversi; i secondi devono, diversamente, essere valutati caso per caso in relazione al contesto specifico su cui si inseriscono.

Ciascuna categoria, inoltre, viene esaminata in riferimento alle diverse tipologie di zone, ovvero non edificate, parzialmente edificate ed edificate.

Pertanto si distinguono in particolare:

Criteri di mitigazione degli impatti ambientali

- Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna e sul clima - Fase di cantiere;
- Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna e sul clima - Fase di esercizio (aree non edificate/parzialmente edificate);
- Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna e sul clima - Fase di esercizio (aree edificate);

Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio

- Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio non edificato/parzialmente edificato;
- Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio urbano edificato;

Criteri di mitigazione in fase di dismissione

5.1 Criteri di mitigazione degli impatti ambientali

5.1.1 Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna, aria e sul clima –

Fase di cantiere

In fase di cantiere gli impatti sulle matrici ambientali sono temporanei e limitati al periodo dell'allestimento del cantiere e all'esecuzione delle opere.

SUOLO/ACQUA

Impatti

1. Consumo ed occupazione temporanei di suolo
2. Impermeabilizzazione parziale di suolo
3. Alterazione della topografia del terreno

Consumo ed occupazione temporanei di suolo

Il consumo di suolo in tale fase corrisponde all'occupazione temporanea di suolo relativo all'allestimento del cantiere (aree e percorsi/piste di accesso e attività di stoccaggio/deposito di materiale di cantiere).

Misure di mitigazione:

- Prediligere inserimenti di impianti FTV dove è già presente una viabilità esistente.
- Prediligere zone caratterizzate dalla prossimità di reti elettriche di alta tensione.
- Nel caso sia necessaria una nuova viabilità di cantiere prevedere che essa coincida con la viabilità definitiva di progetto (accessi, strade).
- Impiegare materiali non bituminosi per le strade, aree di stoccaggio, deposito materiali di cantiere e accessi, aree di sosta dei veicoli di cantiere.

Impermeabilizzazione parziale di suolo

L'impermeabilizzazione del suolo consiste in sigillatura, cementificazione o compattazione del suolo.

Misure di mitigazione:

- Utilizzare la viabilità esistente.
- Nel caso sia necessaria una nuova viabilità di cantiere prevedere che essa coincida con la viabilità definitiva di progetto (accessi, strade).
- Impiegare materiali non bituminosi per le strade, aree di stoccaggio, deposito materiali di cantiere e accessi, aree di sosta dei veicoli di cantiere.

Alterazione della topografia del terreno

In fase di cantiere l'alterazione del suolo consiste nei movimenti terra necessari alla realizzazione di trincee per il cablaggio ovvero scavi per la predisposizione delle opere di fondazione.

Misure di mitigazione:

- Limitare per quanto possibile rimodellamenti del terreno allo stretto necessario. Evitare sbancamenti invasivi o terrazzamenti di versanti.
- Rispettare la morfologia del terreno, prevedere minimi rimodellamenti come al punto precedente rispettando il deflusso naturale delle acque meteoriche.
- In caso di drenaggio insufficiente favorire la regimentazione idraulica.

- In caso ci si trovi in presenza di dissesto idrogeologico l'installazione di un impianto FVT deve essere contestuale con interventi di stabilizzazione del suolo.
- Limitare gli scavi a quanto strettamente necessario rispetto alle opere in progetto. Nel caso di posa di cablaggi limitare gli scavi ad una profondità di 0.7-0.9m dal piano di campagna.

FLORA/FAUNA

Impatti

1. Modificazione e depauperamento condizioni abiotiche
2. Disturbo della fauna

Modificazione e depauperamento condizioni abiotiche

Cambiamento dei fattori ambientali non viventi dell'ecosistema, come la temperatura, la luce, l'acqua, l'aria, il suolo. Questi cambiamenti possono influenzare direttamente la vita degli organismi, determinando la loro sopravvivenza, distribuzione e adattamento.

Misure di mitigazione:

- Realizzare i lavori più invasivi al di fuori dei periodi più sensibili del ciclo biologico delle principali specie vegetazionali presenti in loco.
- Utilizzo prevalente di terre mosse all'interno dello stesso cantiere al fine di limitare il rischio di specie esogene invasive tali da compromettere la ripresa del funzionamento ecologico dell'area e tutelare la biodiversità autoctona.
- Preservare, potenziare e ricreare i corridoi ecologici secondari danneggiati direttamente o indirettamente (rumori o vibrazioni durante le fasi di cantiere) e gli habitat specifici all'area di cantiere contermini attraverso l'inserimento di elementi ambientali coerenti con il contesto (impianti arborei o arbustivi autoctoni, fossi, ecc.).

Disturbo della fauna

L'alterazione di specie animali sia al deterioramento dell'habitat di riferimento che al rumore e alle vibrazioni prodotte in fase di cantiere. Gli impatti possono essere tali che alcune specie faunistiche (avifauna, specie residenti o migratrici) rischiano di non ritrovare o non riconoscere gli abituali habitat.

Misure di mitigazione:

- Realizzare i lavori più invasivi al di fuori dei periodi più sensibili del ciclo biologico delle principali specie faunistiche presenti in loco.
- Preservare, potenziare e ricreare i corridoi ecologici secondari danneggiati direttamente o indirettamente (rumori o vibrazioni durante le fasi di cantiere) e gli habitat specifici all'area di cantiere contermini attraverso l'inserimento di elementi ambientali coerenti con il contesto (impianti arborei o arbustivi autoctoni, fossi, ecc.).
- Utilizzo di mezzi con ridotte emissioni sonore.

ARIA E FATTORI CLIMATICI

Impatti

1. Emissioni temporanee di polveri e gas in fase di cantiere
2. Emissioni di rumore

Misure di mitigazione:

- Utilizzo di mezzi non inquinanti in fase di cantiere (elettrici o biocombustibili).
- Utilizzo di mezzi con ridotte emissioni sonore.

5.1.2 Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna, aria e sul clima – Fase di esercizio (Aree non edificate/Parzialmente edificate)

La fase di esercizio interessa un periodo di tempo compreso tra i 25 e i 30 anni. Qui di seguito verranno presi in esame le aree non edificate o parzialmente edificate che richiedono consumo di suolo per la realizzazione dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili.

SUOLO/ACQUA

Impatti

1. Consumo di suolo
2. Perdita e diminuzione delle funzioni naturali del suolo: impermeabilizzazione e copertura parziale
3. Alterazione della topografia del terreno

Consumo di suolo

Misure di mitigazione:

- Prediligere inserimenti di impianti FTV dove è già presente una viabilità.
- Prediligere zone caratterizzate dalla prossimità di reti elettriche di alta tensione.

Perdita e diminuzione delle funzioni naturali del suolo: impermeabilizzazione e copertura parziale

Le naturali funzioni svolte dal suolo possono essere alterate dalla impermeabilizzazione del suolo e copertura che posso pertanto compromettere la reversibilità aumentando i rischi in termini di alterazione della vegetazione, alterazione del microclima e ricarica della falda. La copertura del suolo, che consiste nella proiezione orizzontale sul piano della superficie dei moduli fotovoltaici, pur non comportando direttamente la sua impermeabilizzazione può provocare fenomeni di inaridimento superficiale del terreno in relazione all'ombreggiamento e/o quantità di precipitazioni dirette sulla porzione di terreno posta al disotto dei moduli fotovoltaici.

Misure di mitigazione:

- Utilizzare per quanto possibile materiali non bituminosi per i rivestimenti stradali e a servizio dell'impianto, realizzare fondazioni poco impattanti (pali, fondazioni puntuali, platee di dimensioni contenute ove non sia possibile realizzare altre tipologie anche in funzione delle caratteristiche geotecniche del terreno).
- Utilizzare e/o adeguare la viabilità esistente ove possibile.
- Al fine di tutelare i corpi idrici e garantire il loro ricarica naturale rispettare l'indice di permeabilità minimo previsto dalle norme di pianificazione.
- Assicurare un'altezza dei pannelli minima di $0.8 \div 1.00\text{m}$ dal piano di campagna al fine di consentire l'irraggiamento indiretto della superficie coperta.

Alterazione della topografia del terreno

Le alterazioni topografiche di un sito possono determinare il rischio di erosione nelle zone collinari e montane a causa del ruscellamento delle acque piovane o il rischio di inondazione nelle zone pianeggianti o con falda freatica superficiale. L'alterazione del sistema di drenaggio delle acque può

essere compromessa sia da un rimodellamento non correttamente valutato del terreno sia dalla presenza dei pannelli fotovoltaici (lo scorrimento delle acque sui moduli concentra l'acqua lungo linee preferenziali provocando l'erosione di porzioni di terreno alla base della linea di scolo).

Misure di mitigazione:

- Mantenere/migliorare/integrare il sistema di deflusso delle acque superficiali attraverso interventi di potenziamento della rete di scolo, deflusso e drenaggio.
- Prevedere un sistema di canalizzazione, drenaggio e smaltimento delle acque superficiali in eccesso.
- Predisporre una copertura erbacea al fine di limitare l'erosione del terreno ed aumentare la stabilità dei suoli.
- Compensare la realizzazione di eventuali terrazzamenti o sbancamenti del terreno mediante l'inserimento di fasce arbustive ed alberate a favore della stabilità dei suoli.
- In caso ci si trovi in presenza di dissesto idrogeologico l'installazione di un impianto FVT deve essere contestuale con interventi di stabilizzazione del suolo.
- Assicurare il distanziamento dei moduli e pannelli fotovoltaici in modo da limitare le aree di accumulo delle acque piovane.
- Valutare le altezze minime dei pannelli fotovoltaici in relazione al rischio di inondazione dei terreni interessati.

FLORA/FAUNA

Impatti

1. Modificazione e depauperamento condizioni abiotiche
2. Disturbo della fauna

Modificazione e depauperamento condizioni abiotiche

Gli effetti che una installazione fotovoltaica provoca sulla flora dipendono dalle condizioni specifiche del sito considerato nel suo stato iniziale. Nel caso si intervenga all'interno in un contesto rurale (zona non ancora urbanizzata pur essendo classificata come industriale ma limitrofa a zone rurali), il pericolo di alterare il funzionamento ecologico è legato al rischio di scomparsa, alterazione e frammentazione degli habitat direttamente coinvolti e limitrofi. Intervenendo invece in contesti già urbanizzati e compromessi dal punto di vista ecologico l'installazione di un impianto fotovoltaico deve rappresentare anche un'occasione di bonifica, recupero e rivitalizzazione ecologico ambientale del territorio a scala locale.

Misure di mitigazione:

- Rispettare adeguate distanze di sicurezza (aree tampone, buffer di tutela) tra l'installazione e i singoli elementi naturali limitrofi sensibili (zone umide, corsi d'acqua).
- Preservare, potenziare e ricreare i corridoi ecologici secondari e gli habitat specifici all'area di cantiere contermini attraverso l'inserimento di elementi ambientali coerenti con il contesto (impianti arborei o arbustivi autoctoni, fossi, ecc.).

Disturbo della fauna

Gli impatti provocati dalla fauna non sono sempre negativi ed assumono un peso differente in relazione alla singola specie considerata. Se da un lato il rischio di isolamento interessa le specie che si muovono a terra, l'avifauna è più sensibile a fenomeni di alterazione comportamentale legato agli effetti dell'impatto visivo.

Misure di mitigazione:

- Garantire alle principali specie faunistiche presenti (piccoli mammiferi e insetti) il facile attraversamento mediante cunicoli sotterranei e passaggi in superficie.
- Preservare, potenziare e ricreare i corridoi ecologici secondari e gli habitat specifici attraverso l'inserimento di elementi ambientali coerenti con il contesto (impianti arborei o arbustivi autoctoni, fossi, ecc.). Garantire le distanze di sicurezza tra l'impianto e le aree a maggiore frequentazione da parte delle principali specie animali stanziali e migratorie.
- Predisporre le altezze dei vari componenti dell'impianto in modo da non alterare in maniera sensibile l'elevazione media degli elementi del paesaggio e da non modificare il sistema di orientamento e le traiettorie di volo.
- Limitare l'illuminazione notturna dell'installazione ai casi di emergenza ed ai casi di necessità.

ARIA E FATTORI CLIMATICI

Impatti

Cambiamenti climatici su scala locale

Cambiamenti climatici su scala

Nell'arco di una giornata le temperature raggiunte sotto le stringhe dei pannelli possono essere decisamente inferiori a quelle medie circostanti per effetto dell'ombreggiamento, al contrario durante la notte le temperature delle stesse aree tendono ad essere superiori a quella media. La radiazione solare provoca quindi la creazione di piccole isole termiche che seppur non interferenti sul clima generale su piccola scala possono condizionare la colonizzazione vegetale e animale.

Misure di mitigazione:

- Assicurare un'altezza adeguata per favorire una buona circolazione dell'aria e l'irraggiamento indiretto della luce al fine di ostacolare la creazione di isole climatiche.
- Garantire una copertura erbacea omogenea anche sulle superfici coperte dai pannelli al fine di una regolazione naturale del microclima.

5.1.3 Criteri di mitigazione degli impatti su suolo, acqua, flora, fauna, aria e sul clima – Fase di esercizio (Aree edificate)

La fase di esercizio interessa un periodo di tempo compreso tra i 25 e i 30 anni. Qui di seguito verranno prese in esame le aree edificate dove gli impianti FTV vengono installati su manufatti o aree pavimentate.

SUOLO/ACQUA

Si tratta di una matrice ambientale già compromessa tuttavia non sono da escludere ulteriori effetti legati alle opere aggiuntive da eseguire (opere connesse, infrastrutture indispensabili).

Impatti

Consumo di suolo e incremento superficie impermeabile

Misure di mitigazione:

- Prediligere inserimenti di impianti FTV dove è già presente una viabilità. Prediligere zone caratterizzate dalla prossimità di reti elettriche di alta tensione.
- Uso di superfici già impermeabili (capannoni, parcheggi, pensiline) o anziché nuove aree verdi.
- Per i nuovi elementi da inserire si rimanda a quanto già indicato per le zone non edificate (utilizzo di pavimentazioni drenanti, fasce verdi permeabili). La realizzazione dell'impianto su coperture o su superfici edificate può essere l'occasione per il miglioramento del deflusso idrico esistente se esso va incidere sulle superfici impermeabili già presenti (adeguamento del sistema di raccolta delle acque meteoriche sistema di deflusso delle acque superficiali).

FLORA/FAUNA

Si tratta di una matrice ambientale già compromessa tuttavia non sono da escludere ulteriori effetti legati alle opere aggiuntive da eseguire (opere connesse, infrastrutture indispensabili).

Impatti

Modificazione e depauperamento della biodiversità flora e fauna

Misure di mitigazione:

- Inserimento di verde compensativo ovvero: piantumazioni con specie autoctone tra file di moduli o perimetrali, siepi miste e tetti verdi (green roofs). Le piantumazioni o tetti verdi possono ridurre anche l'impatto visivo come di seguito specificato nel paragrafo dedicato ai criteri progettuali di inserimento nel paesaggio.

ARIA E FATTORI CLIMATICI

Si tratta di una matrice ambientale già compromessa tuttavia non sono da escludere ulteriori effetti legati alle opere aggiuntive da eseguire (opere connesse, infrastrutture indispensabili).

Impatti

Cambiamenti climatici su scala locale

Nel caso di impianti fotovoltaici installati sulla copertura il calore assorbito dai pannelli viene in parte dissipato verso l'alto e in parte irradiato o convogliato verso il basso. Un calore eccessivo trasferito al tetto dell'edificio può aumentare la temperatura degli ambienti sottostanti, incrementando il bisogno di aria condizionata e, di conseguenza, i consumi energetici. Nel caso di impianti posizionati a terra si rimanda a quanto già descritto nella sezione dedicata per la medesima matrice ambientale.

Misure di mitigazione:

- Una corretta installazione che preveda un'adeguata inclinazione e distanza dal tetto che favorisca la circolazione dell'aria e il raffreddamento dei moduli.
- Materiali riflettenti: Per ridurre l'assorbimento di calore, è utile utilizzare materiali ad alta riflettanza solare per i tetti e le pavimentazioni esterne.
- Tetti verdi: L'installazione di tetti verdi sopra o accanto agli impianti può contribuire a raffreddare l'ambiente circostante.

5.2 Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio

5.2.1 Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio non edificato/parzialmente edificato

Si riportano di seguito i criteri di mitigazione relativi alla matrice paesaggistica in contesti non edificati o parzialmente edificati.

- Evitare gli interventi che comportino significative alterazioni della morfologia dei suoli, specialmente per quelli situati in pendenza e su versanti collinari.
- Salvaguardare la continuità delle reti di naturalità della Rete Ecologica della Regione Umbria, con particolare riferimento alle connessioni umide e di crinale.
- Mantenere i tracciati caratterizzanti riconoscibili sul terreno quali reti di canalizzazioni, opere storiche di presidio idraulico e ogni relativa infrastruttura (ponti, sostruzioni, gallerie, ecc.), viabilità storica e i segni delle centuriazioni romane e gli elementi del mosaico paesaggistico.
- Minimizzare le interferenze con i caratteri visuali del paesaggio, con specifico riferimento alla continuità percettiva delle principali linee di crinale (skyline naturale).
- Privilegiare l'uso della rete viaria esistente, senza modifiche dei suoi caratteri di ruralità sia in termini dimensionali che morfologici (larghezza, finitura, andamento).
- Tener conto, nella realizzazione di eventuali tratti di nuova viabilità necessaria a raggiungere gli impianti, della rete della viabilità storicamente esistente, effettuando opportuni adeguamenti funzionali della stessa, favorendo la flessuosità e limitando l'adozione di tratti rettilinei.
- Realizzare le linee elettriche di connessione alla rete degli impianti fotovoltaici preferibilmente in cavo sotterraneo in corrispondenza alle sedi viarie o ai corridoi tecnologici esistenti, ove le soluzioni progettuali lo consentano, tenuto conto dell'assetto della rete elettrica.
- salvaguardare i filari di formazioni lineari esistenti, ovvero provvedere allo loro sostituzione e ripiantumazione in altro sito limitrofo, nella stessa quantità e specie.
- Fatto salvo quanto espresso nei criteri generali di localizzazione, realizzare eventuali interventi su versanti o su terreni in pendenza in maniera tale da garantire la stabilità dei suoli, attraverso opportune opere di regimazione idraulico agraria ricorrendo quando possibile alle tecniche di ingegneria naturalistica, evitando sbancamenti che alterino la morfologia dei luoghi, fatti salvi modesti livellamenti e rettifiche di quote funzionali alla sola posa delle vele, realizzazioni di piste di accesso e di manutenzione.
- Conservare i segni rurali ancora presenti sui terreni agricoli quali aie, fontanili, lavatoi, forni, edicole, ecc..
- Organizzare a terra i filari delle vele fotovoltaiche prevedendo idonei spazi o filari "verdi", anche rivegetati, per attenuare la continuità visiva determinata dai pannelli fotovoltaici.

- Comporre una disposizione planimetrica delle vele secondo comparti non rigidamente geometrici ma di andamento adatto alla morfologia del luogo, per conseguire forme planimetriche dell'impianto di elevata qualità architettonica inserite nel contesto e nella trama del paesaggio locale.
- Prevedere opportune schermature vegetali non secondo schemi rigidi e continui per mitigare l'impatto visivo dell'impianto, utilizzando essenze autoctone con ecotipi locali, al fine di una migliore integrazione con il contesto di riferimento progettuale (CRP).
- Prevenire per quanto possibile fenomeni di abbagliamento o riverbero delle vele stimando comunque la possibilità di insorgenza del fenomeno in presenza di particolari contesti di installazione (ad esempio: viabilità pubblica, intervisibilità con nuclei abitati).

5.2.2 Criteri di mitigazione degli impatti sul paesaggio urbano edificato

Nel paesaggio già edificato i criteri di mitigazione relativi alla matrice paesaggistico-ambientale, di seguito illustrati, hanno l'obiettivo di integrare l'impianto nel paesaggio urbano-industriale, riducendo l'impatto visivo e migliorando la qualità architettonica.

- Prediligere l'utilizzo di coperture e facciate di edifici esistenti, pensiline, parcheggi.
- Prediligere zone ove sono già presenti infrastrutture (cabine elettriche, strade, linee elettriche).
- Predisporre le altezze dei vari componenti dell'impianto in modo da non alterare in maniera sensibile l'elevazione media degli elementi del paesaggio.
- Valutare, ove possibile, soluzioni di integrazione architettonica (BIPV - Building Integrated Photovoltaics). Utilizzo di moduli integrati nelle componenti edilizie (tetti, facciate).
- Uniformità cromatica. Scelta di moduli scuri o a bassa riflettanza, con strutture e cablaggi mimetizzati.
- Schermature verdi. Prevedere opportune schermature vegetali non secondo schemi rigidi e continui per mitigare l'impatto visivo dell'impianto, utilizzando essenze autoctone con ecotipi locali, al fine di una migliore integrazione con il contesto di riferimento progettuale (CRP).
- Schermature visive. Prevedere pannellature decorative per mascherare inverter e locali tecnici.
- Rigenerazione Urbana. Prediligere la localizzazione su aree industriali dismesse in via preferenziale anche al fine di evitare il consumo di nuovo suolo.
- Prevenire per quanto possibile fenomeni di abbagliamento o riverbero delle vele stimando comunque la possibilità di insorgenza del fenomeno in presenza di particolari contesti di installazione (ad esempio: viabilità pubblica, intervisibilità con nuclei abitati) anche ai fini della sicurezza stradale.

- Minimizzare le interferenze con i caratteri visuali del paesaggio, con specifico riferimento alla continuità percettiva delle principali linee di crinale (skyline naturale).
- Privilegiare l'uso della rete viaria esistente.
- Tener conto, nella realizzazione di eventuali tratti di nuova viabilità necessaria a raggiungere gli impianti, della rete della viabilità esistente, effettuando opportuni adeguamenti funzionali della stessa.
- Realizzare le linee elettriche di connessione alla rete degli impianti fotovoltaici preferibilmente in cavo sotterraneo in corrispondenza alle sedi viarie o ai corridoi tecnologici esistenti, ove le soluzioni progettuali lo consentano, tenuto conto dell'assetto della rete elettrica.

5.3 Criteri di mitigazione in fase di dismissione

Al termine del ciclo di vita (compreso tra i 25 e i 30 anni), il soggetto proponente può sostituire le singole componenti usurate e modernizzare l'impianto ovvero incrementarne la potenza (revamping e repowering) per proseguire nella propria attività oppure dismetterlo.

Già il D.Lgs.190/2024 prevede la corresponsione di cauzioni a garanzia dell'esecuzione degli interventi di dismissione e delle opere di ripristino ponendo l'attenzione sul fatto che la sostenibilità debba essere valutata anche in tale fase; si può ritenere quindi che gli impatti legati alla fase di dismissione hanno la stessa valenza rispetto a quelli relativi alla fase di realizzazione. Tuttavia, a causa della difficoltà di monitorare e studiare processi di smantellamento, ancora in itinere, le misure di mitigazione individuate sono genericamente rivolte al concetto di reversibilità degli impianti.

La reversibilità di un impianto fotovoltaico dipende dal rispetto di diverse condizioni, quali:

- l'installazione non deve generare (in fase di realizzazione, funzionamento e dismissione), nessun inquinamento del terreno e delle acque superficiali e sotterranee ovvero, in caso contrario, devono effettuarsi i necessari lavori di riqualificazione ambientale e paesaggistica del sito;
- l'operatore deve aver predisposto le operazioni di smontaggio, riciclo e/o recupero del maggior quantitativo di materiale;
- tutte le strutture, comprese le fondazioni, i cablaggi e tutte le parti non visibili dell'impianto, devono essere rimosse senza lasciare alcuna traccia dell'installazione dismessa.

In relazione alla rimozione delle strutture, è utile riportare le operazioni implicate nella fase di smantellamento:

- smontaggio dei pannelli (moduli e telai di ancoraggio) e dei supporti e adeguata separazione dei componenti (alluminio, silicio e rame devono essere separati in base alla composizione chimica smaltiti attraverso soggetti specializzati);
- estrazione delle fondazioni;
- apertura delle tracce per la rimozione dei cablaggi d'alimentazione e di allaccio;
- chiusura delle tracce;
- smantellamento dei locali tecnici e rimozione delle recinzioni;
- ripristino della superficie occupata dalle strade di accesso.

Allegato A Mappatura zone di accelerazione potenziali