



CONSIGLIO REGIONALE DEL VENETO

XI LEGISLATURA

*ALLEGATO ALLA DELIBERAZIONE CONSILIARE N. 20 DEL 18 MARZO 2025
RELATIVA A:*

**NUOVO PIANO ENERGETICO (NPER)” AI SENSI DELL’ARTICOLO 2,
COMMA 2, DELLA LEGGE REGIONALE N. 25/2000.**



NUOVO PIANO ENERGETICO REGIONALE

Strategia per la transizione ecologica e la sostenibilità climatica del sistema energetico regionale

ASSESSORATO ALLO SVILUPPO ECONOMICO - ENERGIA - LEGGE SPECIALE PER VENEZIA

AREA POLITICHE ECONOMICHE, CAPITALE UMANO E PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA

DIREZIONE RICERCA INNOVAZIONE E COMPETITIVITÀ ENERGETICA

UNITÀ ORGANIZZATIVA PROGRAMMAZIONE ENERGETICA E STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE

Assessore Regionale allo Sviluppo economico - Energia - Legge speciale per Venezia: Roberto Marcato

Cabina di Regia

Coordinatore:

Direttore Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria: Santo Romano

Direttore Area Tutela e Sicurezza del Territorio: Luca Marchesi

Direttore Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici e Demanio: Giuseppe Fasiol

Direttore Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport: Andrea Comacchio

Ufficio di Piano

Coordinatore:

Direttore Direzione Ricerca Innovazione e Competitività Energetica: Rita Steffanutto

Direttore Unità Organizzativa Programmazione Energetica e Strumenti di Incentivazione ad interim: Francesca Zantedeschi

E. Q. "Pianificazione energetica, gestione e monitoraggio": Francesca Zuliani

Nicola Di Lenna

Anna Porraro

E.Q. Sviluppo innovativo del sistema energetico regionale: Marco Mariano

Gruppo di Lavoro Decarbonizzazione - Efficienza Energetica - Sicurezza Energetica

Coordinatore referente: Direttore della Direzione Ambiente e Transizione Ecologica: Paolo Giandon

Direzione Agroambiente Programmazione e Gestione Ittica e Faunistico-Venatoria

Direzione Ambiente e Transizione Ecologica

Direzione Difesa Suolo e della Costa

Direzione Industria Artigianato Commercio e Servizi e Internazionalizzazione delle Imprese

Direzione Infrastrutture e Trasporti

Direzione Lavori Pubblici ed Edilizia

Direzione Pianificazione Territoriale

Direzione Ricerca Innovazione e Competitività Energetica

Direzione Progetti Speciali per Venezia

Direzione Foreste, Selvicoltura e Sistemazioni Idraulico Forestali

Gruppo di Lavoro Ricerca, dell'Innovazione e della Competitività - Misure di contrasto alla Povertà Energetica

Coordinatore referente: direttore della Direzione Ricerca Innovazione e Competitività Energetica: Rita Steffanutto

Direzione Ambiente e Transizione Ecologica

Direzione Industria Artigianato Commercio e Servizi e Internazionalizzazione delle Imprese

Direzione Ricerca Innovazione e Competitività Energetica

Direzione Servizi Sociali

Gruppo di Lavoro Aree Idonee

Coordinatore referente: direttore della Direzione Pianificazione Territoriale: Salvina Sist

Direzione Agroambiente Programmazione e Gestione Ittica e Faunistico-Venatoria

Direzione Ambiente e Transizione Ecologica

Direzione Difesa Suolo e della Costa

Direzione Infrastrutture e Trasporti

Direzione Pianificazione Territoriale

Direzione Ricerca Innovazione e Competitività Energetica

Direzione Valutazioni Ambientali, Supporto Giuridico e Contenzioso

I capitoli dedicati all'analisi dello stato dell'arte, alla predisposizione degli scenari di riferimento e di policy, agli investimenti a supporto della transizione energetica del Veneto derivano dalla collaborazione avviata tra la Regione del Veneto e **Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.** in attuazione del protocollo d'intesa approvato con DGR n. 734 del 21 giugno 2022.

L'appendice in tema di Tecnologie e innovazione in supporto alla transizione energetica del Veneto è stata redatta da RSE S.p.A. in collaborazione con la Direzione Ricerca Innovazione e Competitività Energetica.

Il presente documento è stato redatto con il supporto scientifico del Comitato Tecnico Strategico-CTS, istituito con delibera del Consiglio di Amministrazione di Veneto Sviluppo Spa del 3 maggio 2021 in attuazione di quanto previsto con DGR n. 526 del 27 aprile 2021, integrato dalle competenze specialistiche del Centro Studi di economia e tecnica dell'energia Levi Cases, costituito presso l'Università degli Studi di Padova.

Hanno fornito informazioni e gli approfondimenti ARPAV e GSE SpA; i Bilanci Energetici Regionali (BER) sono stati elaborati da ENEA secondo la metodologia EUROSTAT, su dati MiTE, GSE SpA, Terna, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra.

Spunti e suggerimenti in ordine alle tematiche trattate sono stati forniti dal Tavolo di concertazione per la programmazione generale ex DGR n. 1710/2021.

Si ringrazia arch. Franco Alberti, direttore Unità Organizzativa Programmazione Energetica e Strumenti di Incentivazione fino al 31/5/2024.

Sommario

Il contesto programmatico e normativo della transizione energetica.....	7
Il contesto europeo	8
Dal protocollo di Kyoto al Green Deal.....	8
Fit for 55 e REPowerEU	11
La nuova direttiva sull'efficienza energetica (EED)	13
La nuova direttiva sulle energie rinnovabili (Red III).....	14
La direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia	15
Il contesto nazionale	18
Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)	18
La Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS).....	23
Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e la sua revisione (modifiche introdotte con il RePowerEU).....	23
Il Piano per la Transizione Ecologica (PTE).....	30
Il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI)	30
Il Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici	31
Il Decreto ex art. 20, comma 1, del d. lgs. 8 novembre 2021, n. 199: il Decreto interministeriale 21 giugno 2024 recante “Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili” (cd decreto Aree Idonee)	32
Il contesto regionale	35
La Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile	36
La Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC).....	36
Il Piano Energetico Regionale - Fonti Rinnovabili - Risparmio Energetico - Efficienza Energetica (PERFER).....	38
Il Piano di Gestione Acque 2021-2027 e il Piano Regionale di Tutela delle Acque.....	38
Le comunità energetiche rinnovabili sul territorio regionale	39
La definizione delle aree idonee.....	41
Il Patto dei Sindaci	42
La progettazione partecipata di interventi sulla rete di trasmissione nazionale del Veneto	43
Venezia capitale mondiale della sostenibilità ed altre iniziative territoriali.....	45
Rappresentazione del sistema energetico veneto e scenari al 2030: Stato dell'arte	49
Premessa.....	49
Stato dell'arte	49
Analisi socio-economica	50
Indicatori demografici	50
Il quadro macroeconomico	53
Le imprese: demografia e competitività.....	57
Il mercato del lavoro e le condizioni economiche delle famiglie.....	63

Assetto energetico regionale	67
Bilancio energetico regionale.....	67
Settore elettrico - Bilancio elettrico regionale.....	76
Settore Industria	100
Settore Trasporti.....	102
Settore Civile.....	109
Infrastrutture energetiche di stoccaggio, trasporto e distribuzione.....	117
Obiettivi regionali sulle fonti rinnovabili (“Burden Sharing”).....	118
Emissioni in atmosfera	121
Gas serra.....	121
Altri inquinanti in atmosfera	122
Rappresentazione del sistema energetico veneto e scenari al 2030: Scenari di Riferimento e di Policy	124
Proiezioni al 2030-2040 del sistema energetico nazionale.....	125
Scenari nazionali a supporto del PNIEC	125
Efficienza energetica	127
Produzione di energia elettrica	132
Emissioni di CO ₂	133
Metodologia e costruzione degli scenari	135
Costruzione degli scenari regionali	136
I principali driver.....	136
Vincoli di sistema: emissioni di CO ₂ ed efficienza energetica.....	140
Assunzioni settore elettrico	142
Assunzioni settore raffinazione	145
Assunzioni settore trasporti	145
Sintesi ipotesi e obiettivi degli scenari	147
Evoluzione del sistema energetico regionale del Veneto al 2030	149
I consumi energetici primari e finali	149
Focus sul settore civile	154
Focus sul settore agricoltura.....	156
Focus sul settore trasporti.....	157
Focus sul settore industriale	161
Focus sull'idrogeno	162
Approfondimento sul sistema elettrico.....	163
Il bilancio elettrico al 2030.....	163
Domanda di energia elettrica al 2030	165
Offerta di energia elettrica al 2030	167
Il ruolo delle FER termiche	171

L'evoluzione delle emissioni.....	172
Conclusioni.....	174
Il modello TIMES-Veneto.....	177
Possibili traiettorie di raggiungimento degli obiettivi sulla nuova potenza da fonte rinnovabile..	179
Riferimento MASE.....	184
Ipotesi di sviluppo	189
Investimenti a supporto della transizione energetica in Veneto.....	198
Sintesi	198
Settore trasporti	199
Settore civile.....	201
Settore industriale.....	208
Infrastrutture energetiche	209
Impianti fotovoltaici (FV)	209
Elettrolizzatori	210
Biometano	211
Infrastruttura di rifornimento idrogeno e ricarica elettrica dei veicoli	211
Reti elettriche di distribuzione	214
Infrastrutture di gestione della flessibilità elettrica	214
Azioni per il raggiungimento degli obiettivi regionali.....	216
L'Amministrazione regionale e le iniziative di semplificazione intraprese per lo snellimento dei procedimenti autorizzativi.....	216
Elenco delle azioni per il raggiungimento degli obiettivi regionali	219
Le fonti di finanziamento per la transizione energetica in Veneto.....	219
Elenco delle azioni per il raggiungimento degli obiettivi regionali	222
Il sistema di monitoraggio	264
Monitoraggio del Nuovo Piano Energetico Regionale.....	264
Monitoraggio del contesto e dei processi	265
Organizzazione del sistema di monitoraggio	267
Attuazione e Monitoraggio di Piano: Prescrizioni e Raccomandazioni in tema di Valutazione di Incidenza	269
Appendice.....	272
Tecnologie e innovazione in supporto alla transizione energetica del Veneto.....	272
Premessa.....	272
Il processo di identificazione delle tecnologie di interesse regionale	272
Digitalizzazione dei sistemi energetici.....	273
Vettori e sistemi di accumulo.....	274
Efficienza energetica e sostenibilità ambientale.....	275
Analisi e sviluppo di tecnologie e innovazione	277

Soluzioni tecnologiche a confronto	277
Le caratteristiche di una città intelligente.....	286
Edifici intelligenti.....	286
Infrastrutture intelligenti.....	288
Il ruolo delle Comunità Energetiche Rinnovabili.....	293
Bibliografia	295
Stato dell'arte	295
Scenario di riferimento e di policy	297
Tecnologie e innovazione in supporto alla transizione energetica del Veneto.....	298

IL CONTESTO PROGRAMMATARIO E NORMATIVO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

Il presente capitolo introduce al contesto programmatico e normativo in materia energetica che interessa diversi livelli di governo ed è in costante evoluzione. In particolare si prefigge l'obiettivo di offrire una prima panoramica generale delle principali iniziative, norme, piani e obiettivi in campo energetico, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili, all'efficienza energetica e, in via secondaria, alle emissioni di gas serra.

Il processo di transizione energetica ed ecologica ha subito negli ultimi anni una forte accelerazione a livello comunitario e, conseguentemente, sul piano nazionale e regionale, da un lato per rispondere alle crescenti criticità legate al cambiamento climatico, dall'altro per le conseguenze di crisi internazionali.

Gli obiettivi in materia climatica, ambientale ed energetica definiti a livello internazionale, europeo, nazionale e regionale costituiscono oggi un quadro consolidato chiaramente orientato verso la decarbonizzazione dei sistemi socioeconomici e la riduzione delle emissioni climateranti.

La programmazione energetica regionale e gli orientamenti strategici definiti con il Nuovo Piano Energetico Regionale trovano fondamento nel contesto delle politiche energetiche ed ambientali concordate tra gli Stati e declinate al loro interno. In questo senso il documento di pianificazione regionale va inteso come strumento di analisi degli effetti prodotti dalle decisioni comunitarie e nazionali sul contesto regionale e di attuazione delle stesse sul territorio. Non solo il governo centrale e le regioni ma anche gli enti territoriali (province, comuni e città metropolitane), così come le componenti economiche, sociali e culturali presenti sul territorio, rivestono un ruolo attivo nel processo di transizione energetica e nell'attuazione delle politiche energetiche.

I fattori geopolitici condizionano in modo crescente le decisioni di politica economica, industriale ed energetica degli attori nazionali e subnazionali. La realtà internazionale si presenta oggi particolarmente instabile con pesanti ripercussioni sugli approvvigionamenti e sui costi energetici. Inevitabilmente la programmazione energetica e i suoi obiettivi, pur rimanendo saldamente ancorati al processo di transizione energetica, sono stati investiti da profondi mutamenti e forti accelerazioni che, in un arco di tempo relativamente breve, hanno prodotto, e continueranno a produrre negli anni a venire, effetti sull'economia e sulla società. In particolare la crisi energetica che si è manifestata a partire dalla seconda metà del 2021 e si è aggravata in seguito agli eventi bellici in Ucraina (febbraio 2022), ha spinto numerosi governi nazionali e regionali ad attuare interventi tempestivi e concreti nel tentativo di fornire risposte adeguate a sostenere le famiglie e le imprese in difficoltà a causa dei crescenti costi energetici. Il contesto internazionale ha prodotto nuovi stimoli al processo di transizione energetica, accelerando la diffusione delle fonti di energia rinnovabile e l'efficienza energetica, nell'ottica di incrementare l'indipendenza energetica dai fornitori esterni che non presentano condizioni di adeguata affidabilità.

Nei prossimi decenni, gli obiettivi delle politiche europee su energia e clima finalizzati a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 (*Green Deal, Fit for 55 e REPowerEU*) sono destinati a produrre trasformazioni strutturali nel sistema economico-produttivo degli Stati membri, cambiando radicalmente le modalità con le quali si produce e si consuma l'energia.

A conferma dell'accresciuta valenza strategica della questione energetica nel contesto geopolitico attuale, in rapida evoluzione e caratterizzato da forti tensioni, la Commissione europea ha incluso le tecnologie energetiche tra i dieci settori tecnologici definiti critici per la sicurezza economica dell'UE.

Nello specifico, con la *Raccomandazione UE 2023/2113 del 3 ottobre 2023 relativa ai settori tecnologici critici per la sicurezza economica dell'UE ai fini di un'ulteriore valutazione dei rischi con gli Stati membri*, la Commissione ha inserito le tecnologie energetiche¹ tra le tecnologie contraddistinte da rischi sensibili e immediati connessi alla sicurezza tecnologica e alla fuga di tecnologie, meritevoli pertanto di idonee e specifiche misure di protezione a tutela dell'innovazione e dello sviluppo industriale dell'UE.

¹ Nel dettaglio si tratta di: tecnologie di fusione nucleare, reattori e produzione di energia; tecnologie di riciclaggio/arricchimento/conversione in ambito radiologico; idrogeno e nuovi carburanti; tecnologie a zero emissioni nette, compreso il fotovoltaico; reti intelligenti e stoccaggio dell'energia, batterie.

Il contesto europeo

Il Quadro regolatorio europeo in materia di energia e clima si è evoluto significativamente negli ultimi anni, soprattutto con riferimento agli obiettivi al 2030. La Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte per rendere le politiche dell'UE in materia di ambiente, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Si tratta di un ambizioso obiettivo intermedio funzionale a trasformare entro il 2050 l'economia europea in un'economia competitiva ed efficiente sotto il profilo delle risorse che non genererà emissioni nette di gas a effetto serra, in linea con quanto previsto dal *Green Deal* europeo².

La politica energetica dell'Unione Europea, nel quadro del funzionamento del mercato interno e delle misure volte a preservare e migliorare l'ambiente, si articola essenzialmente su quattro linee di intervento principali: a) garantire il funzionamento del mercato dell'energia, b) garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione, c) promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili, d) promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.

Con le recenti ed ambiziose politiche europee di decarbonizzazione, l'Europa ha assunto un ruolo di *leadership*, ponendosi l'obiettivo di diventare il primo continente "carbon neutral" entro il 2050. I nuovi obiettivi annunciati dalla Commissione europea con il pacchetto di riforme noto come *Fit for 55*, hanno ulteriormente accelerato il processo di decarbonizzazione. Di seguito si ripercorrono sinteticamente le principali tappe del percorso che ha portato l'Unione Europea ad elaborare le attuali strategie di politica energetica e a definire gli ambiziosi obiettivi nella direzione della neutralità climatica.

Dal protocollo di Kyoto al Green Deal

A partire dagli anni 90, il manifestarsi di fenomeni legati al cambiamento climatico, quali l'innalzamento della temperatura, lo scioglimento dei ghiacci, l'innalzamento e l'acidificazione degli oceani, la perdita di biodiversità, la desertificazione, gli eventi atmosferici estremi, hanno contribuito a porre al centro dell'agenda politica internazionale le questioni della riduzione delle emissioni inquinanti e del ricorso a fonti di energia "pulita". Gli attori internazionali hanno sottoscritto accordi sempre più ambiziosi in termini di obiettivi con l'intento di rallentare il riscaldamento globale, causa non solo di irreversibili e catastrofici cambiamenti dell'ecosistema ma anche di rilevanti impatti socio economici. L'UE in particolare ha assunto un ruolo guida a livello globale nelle sfide per la tutela del clima e della sostenibilità ambientale, definendo strategie ed obiettivi sempre più ambiziosi nella direzione della neutralità climatica.

Il primo accordo internazionale volto a contrastare il riscaldamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera è stato il *Protocollo di Kyoto* (dicembre 1997). In particolare con questo accordo i Paesi sottoscrittori si sono impegnati a ridurre entro il 2012 le emissioni di gas climalteranti generate rispetto ai propri livelli di emissione del 1990.

Successivamente con il *Pacchetto Clima-Energia 20-20-20* (2009) l'UE ha stabilito nuovi obiettivi per il periodo seguente alla cessazione della validità del Protocollo di Kyoto e, dunque, a partire da gennaio 2013 e fino al 2020. Nel dettaglio, al fine di contrastare i cambiamenti climatici e promuovere l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, con il Pacchetto 20-20-20 sono stati fissati i seguenti obiettivi vincolanti da raggiungere entro il 2020: riduzione dei gas ad effetto serra del 20% rispetto ai livelli del 1990, produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici europei, riduzione dei consumi energetici del 20%. Con l'attuazione di tale Pacchetto, veniva inoltre fissato l'obiettivo di riduzione delle emissioni interne di gas serra dell'80% entro il 2050 (rispetto ai livelli del 1990). Su iniziativa della Commissione europea il Pacchetto 20-20-20 è stato rivisto e rimodulato al 2030.

Il percorso avviato per la revisione del Pacchetto 20-20-20 ha portato all'approvazione del *Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il 2030* (2014-2015) che si può definire il primo tentativo dell'UE di

² L'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'UE entro il 2050 è sancito dalla Legge europea sul clima (Regolamento 2021/1119/UE).

ridurre ulteriormente le emissioni di gas a effetto serra rispetto a quanto precedentemente concordato. Con questo nuovo quadro, vengono fissati nuovi obiettivi vincolanti al 2030: riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990, quota del consumo energetico soddisfatto da fonti rinnovabili pari almeno al 27%, miglioramento almeno del 27% dell'efficienza energetica.

A livello internazionale al Protocollo di Kyoto ha fatto seguito l'*Accordo di Parigi* (dicembre 2015), di cui l'UE è stata una dei primi firmatari. Con questo nuovo accordo la comunità internazionale si è impegnata formalmente a contrastare il cambiamento climatico attuando politiche ed azioni di investimento verso un futuro a basso tenore di carbonio e climaticamente sostenibile, con l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale a 2°C, facendo il possibile per limitarlo a 1,5° C, rispetto ai livelli preindustriali.

Gli impegni di lungo termine presi a Parigi dall'UE, segnatamente l'obiettivo di conseguire la neutralità climatica entro il 2050, costituiscono il punto di partenza della strategia dell'UE in ambito climatico ed energetico, strategia che evolverà negli anni seguenti verso obiettivi sempre più ambiziosi. Con l'accordo di Parigi gli obiettivi climatici assumono una rilevanza strategica all'interno dell'agenda politica dell'UE.

Con l'approvazione del *Clean Energy Package* (2018) l'UE interviene nuovamente sui temi dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e della sicurezza degli approvvigionamenti (in particolare di energia elettrica) aggiornando gli obiettivi sanciti in precedenza. Nel dettaglio vengono fissati gli obiettivi entro il 2030 del 32% di energia da fonti rinnovabili (direttiva 2018/2001/UE) e del 32,5% di efficienza energetica (direttiva 2018/2002/UE).

La *Legge europea sul Clima* (Regolamento UE 1999/2018) rappresenta la base legislativa di tutta la *governance* dell'Unione sull'energia, funzionale al conseguimento degli obiettivi vincolanti a lungo termine stabiliti in linea con l'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici, compreso il target del 40% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

In coerenza con l'accordo di Parigi del 2015, l'Unione Europea ha lanciato nel 2019 il *Green Deal*³, un patto intersettoriale che mira a fare dell'Europa il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050. Con tale iniziativa l'UE ha definito la propria strategia di lungo periodo finalizzata ad una crescita economica dissociata dal consumo di risorse (*decoupling*), compatibile con un ambiente sano, inclusiva, basata sull'adozione di soluzioni di economia circolare, finalizzata a proteggere la natura e la biodiversità e a promuovere un sistema alimentare equo, sano e rispettoso dell'ambiente. Si tratta di una strategia che investe diversi settori strettamente connessi tra loro, dal clima, all'ambiente, all'energia, ai trasporti, all'industria, all'agricoltura, alla finanza. Tramite il *Green Deal*, inteso come risposta europea alle sfide legate al clima e all'ambiente, l'UE ha affermato la propria leadership a livello globale su questi temi.

Con il Clean Industrial Deal COM (2025) 85 final del febbraio 2025, la Commissione Europea ha indicato una linea chiara di sviluppo industriale per la competitività e la decarbonizzazione, che la Regione Veneto intende perseguire per rendere sostenibile e solida la propria economia.

³ Comunicazione COM (2019) 640 dell'11 dicembre 2019.

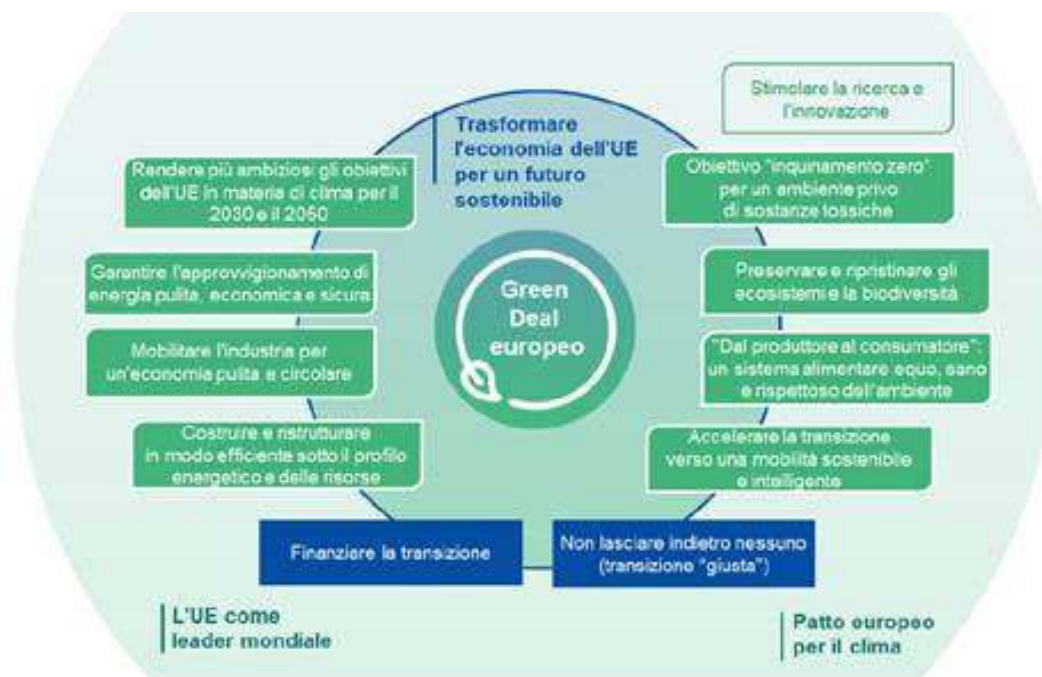


Figura 1.1 - Schema del Green Deal europeo

Con questo nuovo patto europeo sono stati fissati target ambientali e climatici ambiziosi, imponendo una rideterminazione al rialzo dei piani di sviluppo nazionale delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e dell'interconnettività elettrica, considerate leve fondamentali su cui agire per raggiungere entro il 2030, l'obiettivo intermedio di riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, e, nel lungo termine (2050), per trasformare l'UE in un'economia competitiva ed efficiente sotto il profilo delle risorse, che non genererà emissioni nette di gas a effetto serra. Per raggiungere tali traguardi, occorreranno interventi in tutti i principali settori che producono emissioni (produzione di energia, industria, trasporti, edilizia e agricoltura).

Partendo dall'assunto che il settore energetico presenta il maggiore potenziale di riduzione delle emissioni (75% delle emissioni di gas a effetto serra dell'UE è riconducibile all'uso di energia), la strategia europea che nel lungo periodo mira ad azzerare l'impatto climatico, pone un'enfasi rilevante sulla decarbonizzazione e sull'elettrificazione del settore energetico. In particolare si prefigura la parziale sostituzione dei combustibili fossili con l'energia elettrica nei trasporti e per il riscaldamento. L'energia elettrica sarà prodotta sfruttando le fonti rinnovabili (eolica, solare, idrica), le biomasse o altre fonti a basse emissioni come quelle a combustibili fossili dotate di tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio e, a livello di Unione Europea, le centrali nucleari.

Secondo il *Green Deal*, la transizione verso una società a basse emissioni di carbonio pur essendo accessibile richiede sforzi importanti in termini di innovazione e investimenti. La transizione stimolerà l'economia europea, grazie allo sviluppo di tecnologie pulite con cui produrre energia a emissioni di carbonio basse o nulle, incentivando la crescita e l'occupazione. La transizione aiuterà l'Europa a ridurre l'uso di risorse fondamentali come l'energia, le materie prime, la terra e l'acqua e renderà l'UE meno dipendente da costose importazioni di petrolio e gas, apportando benefici alla salute, ad esempio grazie a un minor inquinamento atmosferico. Tutti i settori dovranno contribuire alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.

L'UE prevede di intervenire per sostenere lo sviluppo e la diffusione di fonti di energia rinnovabile, la promozione dell'integrazione dei sistemi energetici, lo sviluppo di infrastrutture energetiche interconnesse attraverso i corridoi energetici, la necessaria revisione della legislazione e degli obiettivi in materia di efficienza energetica e di energia rinnovabile. Un'attenzione particolare è riservata al settore dell'edilizia, uno dei settori che consuma più energia in Europa ed è responsabile di oltre un terzo delle emissioni di gas a effetto serra dell'UE.

Fit for 55 e REPowerEU

Se il *Green Deal* rappresenta la strategia europea per conseguire l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050, il pacchetto di proposte legislative presentato il 14 luglio 2021 dalla Commissione europea noto come *Fit for 55* (pronti per il 55%), costituisce lo strumento attuativo per tradurre in realtà le ambizioni dell'UE e rivedere la legislazione comunitaria in materia di clima, energia e trasporti allineandola a nuovi e più sfidanti obiettivi climatici. Con tale pacchetto legislativo⁴, concordato a partire da approfondite analisi e consultazioni con gli stakeholder territoriali, l'UE intende infatti tradurre in normativa le ambizioni del *Green Deal* e compiere un ulteriore passo in avanti verso la decarbonizzazione.

Complessivamente con *Fit for 55* l'UE mira ad allineare in maniera più precisa la pianificazione strategica europea in materia di clima ed energia agli obiettivi del *Green Deal*, stimolando la crescita economica, la creazione di occupazione e lo sviluppo di competenze, in particolare nell'ambito dei *green jobs*, senza trascurare gli aspetti sociali (l'UE mira infatti ad una transizione il più possibile equa e inclusiva). Il pacchetto consiste in una serie di proposte interconnesse che modificano atti legislativi esistenti o introducono nuove iniziative che interessano un ventaglio di settori strategici ed economici tra cui clima, energia e combustibili, trasporti, edilizia, uso del suolo e silvicoltura.

La proposta di revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, considerando il potenziale impatto sugli Stati membri, assume una rilevanza preminente nell'ambito del pacchetto. La nuova direttiva rivede al rialzo l'obiettivo UE al 2030 sulla quota di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico complessivo e propone di introdurre o aumentare sotto-obiettivi e misure settoriali, con particolare attenzione ai settori in cui finora si sono registrati progressi più lenti quali trasporto, edilizia e industria. Per i trasporti ad esempio si ipotizza il ricorso alla combinazione di elettrificazione e uso di idrogeno verde (ottenuto senza combustibili fossili), accelerando il passaggio a veicoli ad emissioni zero principalmente nei parchi auto pubblici e aziendali.

Un secondo ambito di intervento previsto dal pacchetto molto impattante sugli Stati membri nei prossimi anni è senz'altro quello dell'efficienza energetica. Anche in questo caso la nuova direttiva UE tende a stimolare gli Stati membri innalzando gli obiettivi vincolanti⁵.

Con il documento *Fit for 55* si manifesta inoltre un crescente attivismo della Commissione europea rispetto al ruolo dell'idrogeno inteso come fonte energetica in grado di stimolare la transizione verde nella direzione della decarbonizzazione nonché, dopo lo scoppio della guerra in Ucraina, come strumento essenziale per raggiungere la sovranità energetica europea e per ridurre la dipendenza dell'UE dal gas russo⁶.

⁴ Le proposte legislative e regolamentari sull'energia e sul clima comprese nel pacchetto *Fit for 55* intervengono su 13 ambiti: modifiche alla direttiva sulle energie rinnovabili (RED); modifiche alla direttiva sull'efficienza energetica (EED); revisione del sistema di scambio di quote di emissione (ETS); revisione del regolamento *Effort Sharing* (ESR); nuovo meccanismo di aggiustamento del carbonio alle frontiere (CBAM); modifica del regolamento sugli standard emissivi di CO₂ per trasporto su gomma; revisione del regolamento sull'uso del suolo e sulla silvicoltura (LULUCF); revisione della direttiva sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (AFID); revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia; nuova strategia forestale dell'UE; nuovo fondo sociale per l'azione per il clima; *ReFuelEU Aviation* (regolazione dei carburanti sostenibili per l'aviazione); *FuelEU Maritime* (spazio marittimo europeo).

⁵ Per una disamina più approfondita sulla nuova direttiva relativa all'efficienza energetica si rimanda al paragrafo 2.3.

⁶ A conferma dell'attivismo dell'UE sul fronte dell'idrogeno, la Commissione europea ha lanciato nel 2020 l'iniziativa "Alleanza europea per l'idrogeno pulito" (*European Clean Hydrogen Alliance*) con l'obiettivo di sostenere la diffusione su larga scala delle tecnologie basate sull'idrogeno pulito, riunendo la produzione di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di CO₂, la domanda da parte di industria, mobilità e altri settori, nonché il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno. L'Alleanza europea per l'idrogeno pulito è stata coinvolta nei lavori del piano *REPowerEU*.

EUROPEAN GREEN DEAL

REACHING OUR 2030 CLIMATE TARGETS



Figura 1.2 - Architettura del pacchetto Fit for 55

Il quadro fin qui delineato dimostra come gli obiettivi climatici, ambientali ed energetici siano stati costantemente rivisti al rialzo negli ultimi anni. Il conflitto russo-ucraino ha accelerato ulteriormente il percorso verso la decarbonizzazione dei sistemi energetici nazionali.

L'instabilità internazionale e le perturbazioni del sistema energetico mondiale causate dal conflitto hanno prodotto ulteriori accelerazioni nell'ambito delle scelte strategiche in campo energetico sia a livello centrale che locale. Inoltre le amministrazioni governative sono state chiamate a fornire risposte celeri alle numerose richieste di cittadini ed imprese conseguenti ai crescenti costi energetici.

La Commissione europea ha risposto all'aumento dei prezzi dell'energia e all'incertezza degli approvvigionamenti, con l'iniziativa *REPowerEU*⁷, un piano per affrancare l'Europa dai combustibili fossili russi prima del 2030, destinato a trasformare profondamente e strutturalmente il sistema energetico dell'UE e, con esso, quello degli Stati membri.

Tale piano si innesta sul precedente pacchetto di proposte *Fit for 55*, mantenendo inalterate le ambizioni di ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 e di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 in linea con il *Green Deal* europeo ma, al contempo, introducendo differenti modalità di conseguimento degli obiettivi climatici.

REPowerEU mira a porre fine alla dipendenza dell'UE dai combustibili fossili della Russia (entro il 2027) imprimendo un'accelerazione alla transizione verso l'energia pulita e unendo le forze per raggiungere un sistema energetico più resiliente e una vera Unione dell'energia. Al tempo stesso costituisce una risposta alla crisi climatica. Il piano si declina su 3 linee di intervento principali: rapida diffusione delle energie rinnovabili in sostituzione dei combustibili fossili nelle abitazioni, nell'industria e nella generazione di energia elettrica, risparmio energetico e diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico. Il Piano prevede anche una serie di investimenti e riforme.

⁷ Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni *REPowerEU: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili* del 8 marzo 2022 e Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al comitato delle Regioni *Piano REPowerEU* del 18 maggio 2022.

Al fine di dare concreta attuazione al piano *REPowerEU*, il 30 dicembre 2022, in attesa dell'approvazione e del recepimento della nuova direttiva sulle energie rinnovabili, è entrato in vigore il regolamento⁸ (UE) 2022/2577 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili.

Tale regolamento introduce norme temporanee di carattere emergenziale finalizzate a rimuovere gli ostacoli che rallentano le procedure autorizzative e gli investimenti nel settore dell'energia pulita e delle relative infrastrutture. Il regolamento resterà in vigore per 18 mesi (gli Stati membri dovrebbero nel frattempo adottare e recepire la nuova direttiva sulle energie rinnovabili) e mira ad accelerare ulteriormente la diffusione delle fonti di energia rinnovabile e delle reti, agendo sulla velocizzazione e sulla semplificazione delle procedure autorizzative⁹.

La nuova direttiva sull'efficienza energetica (EED)

La prima direttiva dell'UE sull'efficienza energetica (Direttiva UE 2012/27) fa seguito all'accordo sul *Pacchetto Clima-Energia 20-20-20* (2009) che prevedeva, da parte dei paesi dell'Unione, la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra, l'aumento dell'efficienza energetica del 20% e il raggiungimento della quota del 20% di fonti di energia alternative entro il 2020. La Direttiva UE 2012/27 stabiliva un obiettivo di efficienza energetica del 20% e identificava le misure che separano l'UE dal raggiungere il target fissato al 2020 introducendo per la prima volta il principio cardine che "l'energia che costa meno è quella che non si consuma".

La successiva direttiva sull'efficienza energetica (Direttiva UE 2018/2002), entrata in vigore a dicembre 2018, stabiliva un nuovo target di efficienza energetica (riduzione dei consumi energetici) al 2030, innalzato al 32,5%, a livello UE rispetto allo scenario tendenziale.

Il pacchetto "Pronti per il 55%" ha posto le basi per l'aggiornamento della normativa.

La nuova Direttiva UE 2023/1791 (pubblicata il 20 settembre sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea ed entrata in vigore il 10 ottobre 2023) pone l'efficienza energetica tra i principi basilari dell'azione comunitaria, stabilisce un quadro comune di misure aventi lo scopo di promuovere l'efficienza energetica nell'UE al fine di garantire il conseguimento dei relativi obiettivi (in particolare ridurre il consumo di energia finale¹⁰ a livello dell'UE dell'11,7% entro il 2030), consentendo ulteriori miglioramenti in questo ambito.

Si intende in tal modo garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE e ridurre ulteriormente la dipendenza dalle importazioni di energia, soprattutto sotto il profilo dell'utilizzo dei combustibili fossili. Attraverso la direttiva viene ribadito come l'efficienza energetica sia una priorità per tutti i settori e occorra rimuovere gli ostacoli presenti sul mercato dell'energia agendo su quei fattori che frenano l'efficienza a livello di forniture, trasmissione, stoccaggio e uso dell'energia, fissando inoltre i contributi nazionali indicativi in materia di efficienza energetica da raggiungere entro il 2030.

⁸ I regolamenti UE sono atti direttamente applicabili negli Stati membri che prevalgono sulla normativa interna.

⁹ Tra le novità introdotte dal regolamento si segnala la previsione di una clausola di interesse pubblico prevalente (art. 3) e l'introduzione di misure per accelerare le procedure autorizzative (art. 4). In particolare l'art. 4 co. 1 prevede un termine massimo di tre mesi per le procedure autorizzative relative all'installazione di apparecchiature di energia solare sui tetti, in strutture artificiali esistenti o future (a condizione che lo scopo principale di tali strutture non sia la produzione di energia solare) e un esonero dall'obbligo di essere oggetto di una determinazione, se il progetto esige una valutazione dell'impatto ambientale, o dall'obbligo di effettuare una valutazione specifica dell'impatto ambientale. L'art. 4 co. 3 introduce inoltre per le apparecchiature per l'energia solare con una capacità pari o inferiore a 50 kW (anche per gli autoconsumatori di energia rinnovabile), il silenzio assenso dopo un mese dalla domanda alle autorità competenti.

¹⁰ Il consumo di energia finale rappresenta l'energia consumata dagli utilizzatori finali, mentre quello di energia primaria comprende anche ciò che viene utilizzato per la produzione e la fornitura di energia. Il limite per il consumo finale sarà vincolante per gli Stati membri a livello collettivo, mentre l'obiettivo per il consumo di energia primaria sarà indicativo. Gli Stati stabiliranno i contributi nazionali indicativi e le traiettorie per il conseguimento dell'obiettivo nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC). La direttiva stabilisce i requisiti minimi, non impedisce ai singoli Stati membri di mantenere o introdurre misure più rigorose.

Il principio *energy efficiency first* è un approccio strategico che promuove l'efficienza energetica come priorità assoluta nelle politiche energetiche e nella pianificazione degli investimenti. L'idea alla base di questo principio è che l'uso efficiente dell'energia rappresenti il modo più economico e sostenibile per soddisfare la domanda energetica e ridurre l'impatto ambientale. L'art. 3 della nuova direttiva chiede agli Stati membri di adottare il principio "efficienza energetica al primo posto". Il principio deve essere applicato in modo coerente dai decisori nazionali, regionali, locali e settoriali in tutti gli scenari rilevanti e in tutte le pertinenti decisioni strategiche e di pianificazione e in quelle relative ai grandi investimenti che incidono sul consumo o sull'approvvigionamento di energia.

La direttiva prevede un focus specifico sul settore pubblico. Per questo settore viene introdotto un obbligo specifico di conseguire una riduzione annuale del consumo energetico dell'1,9% rispetto al 2021 (i settori dei trasporti pubblici e delle forze armate possono essere esclusi). Inoltre, gli Stati membri saranno tenuti a ristrutturare ogni anno almeno il 3% della superficie totale degli immobili di proprietà di enti pubblici, per trasformarli in edifici a emissioni zero o quanto meno in edifici a energia quasi zero.

La nuova direttiva affronta anche i temi del riscaldamento e del raffrescamento, incoraggiando le autorità locali e regionali a definire un approccio trasversale su questo tema, anche per indirizzare le azioni sul tema della povertà energetica. In particolare, il nuovo articolo 25 della EED, dedicato alla valutazione e pianificazione del riscaldamento e del raffreddamento, stabilisce che ogni Stato Membro presenti alla Commissione una valutazione globale delle esigenze di riscaldamento e raffrescamento, effettuando un'analisi costi-benefici sul proprio territorio sulla base delle condizioni climatiche, della fattibilità economica e dell'idoneità tecnica. L'analisi costi-benefici è funzionale all'identificazione delle soluzioni più efficienti in termini di risorse e di costi. Gli Stati membri, inoltre, devono adottare politiche e misure per la realizzazione del potenziale individuato nelle valutazioni globali effettuate e devono preparare il terreno affinché le autorità regionali e locali preparino piani locali di riscaldamento e raffrescamento quantomeno nei Comuni con una popolazione superiore a 45 mila abitanti.

La nuova direttiva sulle energie rinnovabili (Red III)

In linea con il *Green Deal* e con *REPowerEU*, la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE n. 2023/2413 nota come *Red III*)¹¹ contiene una serie di misure per promuovere la diffusione delle energie rinnovabili e fissa al 42,5% la quota vincolante di rinnovabili nel consumo finale di energia da raggiungere entro il 2030 a livello UE, con la prospettiva di raggiungere il 45% (come proposto dalla Commissione con *REPowerEU*). La precedente direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE n. 2018/2001 nota come *RED II*) fissava un obiettivo vincolante a livello UE del 32% di energia rinnovabile entro il 2030. La nuova direttiva prevede quindi un rinnovato obiettivo più alto del precedente di oltre 10 punti percentuali. Gli ambiti maggiormente coinvolti sono i trasporti, l'industria, l'edilizia e il teleriscaldamento e raffreddamento.

La *Red III* considera il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici come settori essenziali per la transizione energetica, dal momento che rappresentano in Europa il 50% della domanda di energia e l'80% del consumo energetico delle famiglie (quote destinate ad aumentare in considerazione delle esigenze di climatizzazione conseguenti all'aumento della temperatura media). In questo specifico ambito la direttiva prevede obiettivi vincolanti crescenti (incremento dello 0,8% annuo a livello nazionale fino al 2026 e dell'1,1% dal 2026 al 2030).

La *Red III* contiene una serie di misure per lo snellimento delle procedure finalizzate alla concessione di permessi per nuovi impianti di energia rinnovabile, pannelli solari e centrali eoliche, e per l'adeguamento di quelli esistenti. Viene introdotta la possibilità di istituire "zone di riferimento" (zone terrestri, marine o acque interne) particolarmente idonee all'installazione di tecnologie per le energie rinnovabili e

¹¹ L'atto è stato approvato in via definitiva dal Consiglio dell'UE il 9 ottobre 2023. L'adozione da parte del Consiglio è l'ultimo step prima della pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea e fa seguito all'approvazione del Parlamento UE avvenuta a settembre dello stesso anno. La direttiva entra in vigore trascorsi 20 giorni dalla pubblicazione. Gli Stati membri avranno 18 mesi di tempo per recepire la direttiva all'interno della legislazione nazionale.

caratterizzate da bassi rischi ambientali, all'interno delle quali è possibile adottare procedure autorizzative abbreviate e semplificate.

La direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia

Dopo lunghe trattative tra Commissione UE, Parlamento UE e Stati membri, il 12 aprile 2024, il Consiglio dei Ministri europei dell'Economia e delle Finanze (ECOFIN) ha approvato la direttiva sulla prestazione energetica degli edifici (cosiddetta direttiva *case green* o, più tecnicamente, *Energy performance of building directive*, *Epbdl*¹²).

La direttiva, che si inserisce nel più ampio contesto del *Green Deal* e nel pacchetto di riforme *Fit for 55*, promuove il miglioramento della prestazione energetica degli edifici e la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra provenienti dagli edifici per consentire un parco immobiliare a emissioni zero entro il 2050.

L'assunto alla base della nuova normativa europea è che, come richiamato nelle premesse della direttiva stessa, “gli edifici sono responsabili del 40% del consumo finale di energia nell'Unione e del 36% delle emissioni di gas a effetto serra associate all'energia”. Inoltre, “quasi il 75% del parco è inefficiente in base alle norme edilizie vigenti e dall'85 al 95% degli edifici esistenti oggi sarà ancora in piedi nel 2050. Tuttavia il tasso ponderato annuo di ristrutturazione energetica è persistentemente basso, intorno all'1%”. Secondo l'esecutivo europeo con il ritmo attuale la decarbonizzazione dell'edilizia richiederà secoli considerato anche che gli immobili meno efficienti consumano dieci volte più energia di quelli nuovi o ben ristrutturati. In ossequio al principio *efficiency first*¹³, ritenuto fondamentale per la ristrutturazione degli edifici al 2030 e 2050 nonché strettamente connesso al miglioramento della salute e del benessere della popolazione, le scelte di pianificazione ed investimento dovranno inevitabilmente tenere conto di questi consumi. Nella direttiva si dà atto anche che “due terzi dell'energia consumata per riscaldare e raffrescare gli edifici provengono ancora da combustibili fossili”. Per decarbonizzare il settore edile è quindi particolarmente importante eliminare gradualmente i combustibili fossili nel riscaldamento e nel raffrescamento.

Il tema dell'inefficienza degli edifici incide direttamente anche sulla povertà energetica e sui derivanti problemi sociali. Da un lato le famiglie vulnerabili sono particolarmente esposte all'aumento dei prezzi dell'energia, in quanto spendono una quota maggiore del loro bilancio in prodotti energetici: riducendo gli importi eccessivi delle bollette energetiche la ristrutturazione edilizia può sollevare le persone dalla povertà energetica e può anche prevenirla. Dall'altro lato, particolare attenzione dovrà essere posta sull'impatto dei costi di ristrutturazione con particolare riguardo alle famiglie vulnerabili. Gli incentivi finanziari e altre misure politiche dovrebbero quindi essere destinati in via prioritaria alle famiglie vulnerabili, alle persone in condizioni di povertà energetica e alle persone che vivono in alloggi di edilizia popolare.

Il testo approvato in via definitiva dal Consiglio UE è molto più elastico e meno stringente rispetto alla versione originariamente proposta dalla Commissione e a quella approvata dal Parlamento europeo il 12 marzo 2024. Dei 27 Stati Membri, 20 hanno votato a favore, si sono astenuti: Croazia, Svezia, Slovacchia, Repubblica Ceca e Polonia, mentre hanno votato contro Italia e Ungheria. La Commissione riesaminerà la direttiva entro il 2028 per analizzarne i progressi, mentre gli Stati membri avranno due anni a disposizione per recepire le disposizioni nella loro legislazione nazionale. Gli enti locali e regionali, essendo fondamentali per l'efficace attuazione della presente direttiva, dovrebbero essere consultati e coinvolti in merito alle questioni di pianificazione, elaborazione di programmi di informazione, formazione e sensibilizzazione.

La direttiva dispone che gli stati membri adottino una “metodologia di calcolo della prestazione energetica degli edifici” (art. 4) e un “piano nazionale di ristrutturazione degli edifici” (art. 3) tramite cui garantire

¹² https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401275.

¹³ Il principio “efficienza energetica al primo posto” è un principio generale che dovrebbe essere tenuto in considerazione in tutti i settori, al di là del sistema energetico, a tutti i livelli. È definito all'articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2018/1999 come inteso a tenere nella massima considerazione, nelle decisioni di pianificazione energetica, di politica e di investimento, le misure alternative di efficienza energetica efficienti in termini di costi volte a rendere più efficienti la domanda e la fornitura di energia.

la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici che privati, al fine di ottenere un parco immobiliare decarbonizzato e ad alta efficienza energetica entro il 2050, allo scopo di trasformare gli edifici esistenti in edifici a emissioni zero. Tale piano nazionale dovrà essere realistico e prevedere anche misure che facilitino l'accesso a finanziamenti pensati su misura, un sistema di premi e vantaggi per chi avvia ristrutturazioni significative, sovvenzioni per le famiglie vulnerabili e anche l'istituzione di punti informativi dedicati all'efficientamento energetico edilizio.

Gli Stati membri hanno il compito di definire “requisiti minimi di prestazione energetica” (art. 5) per gli edifici potendo distinguere tra gli edifici già esistenti e quelli di nuova costruzione, nonché tra diverse tipologie edilizie. Nella versione approvata dal Parlamento europeo erano previsti obblighi più stringenti legati alle classi energetiche che sono venuti meno nel testo approvato in via definitiva dal Consiglio UE (entro il 2030, l'obiettivo era raggiungere la classe energetica E per gli edifici residenziali, mentre entro il 2033 bisognava migliorare ulteriormente arrivando alla classe energetica D).

Per ciò che concerne gli “edifici esistenti” (art. 8) gli Stati membri adottano le misure necessarie per garantire che la prestazione energetica sia migliorata al fine di soddisfare i “requisiti minimi di prestazione energetica” (art. 5), per quanto tecnicamente, funzionalmente ed economicamente fattibile. La direttiva distingue tra “edifici residenziali” ed “edifici non residenziali”.

Per i primi dispone che entro il 29 maggio 2026 ciascuno stato membro definisca una “traiettoria nazionale per la ristrutturazione progressiva del parco immobiliare residenziale” in linea con la tabella di marcia contenuta nel “piano nazionale di ristrutturazione degli edifici”. Nel dettaglio il consumo medio di energia primaria dell'intero parco immobiliare residenziale, espresso in kWh/(m² anno), dovrà diminuire di almeno il 16 % rispetto al 2020 entro il 2030 e di almeno il 20-22 % rispetto al 2020 entro il 2035. In questo contesto i Paesi membri dovranno garantire che almeno il 55% della diminuzione del consumo medio di energia dovrà essere ottenuta attraverso la ristrutturazione del 43% degli edifici residenziali con le prestazioni energetiche peggiori. Ciò significa che a questa porzione di edifici dovranno essere dedicati gli interventi di ristrutturazione più rilevanti.

Per quanto concerne gli “edifici non residenziali” (uffici, attività commerciali etc.) la direttiva *case green* dispone che gli stati membri stabiliscono “norme minime di prestazione energetica” affinché tali edifici non superino una determinata “soglia massima di prestazione energetica” (art. 9), riguardo al parco immobiliare non residenziale nel suo complesso o per tipo e categoria di edifici. Le “norme minime di prestazione energetica” garantiscono almeno che tutti gli edifici non residenziali siano al di sotto della “soglia del 16%” a decorrere dal 2030 e della “soglia del 26%” a decorrere dal 2033¹⁴.

Relativamente agli “edifici di nuova costruzione”, sia residenziali che non residenziali, la normativa europea prevede che a partire dal 2028, quelli di proprietà pubblica vengano costruiti a emissioni zero¹⁵, mentre dal 2030 questa condizione riguarderà anche gli edifici privati.

Tra le novità introdotte dalla direttiva figura il “passaporto di ristrutturazione” (art. 12). Tale documento, redatto in formato digitale da un esperto qualificato o certificato, contiene una tabella di marcia completa per la ristrutturazione, indicando le fasi e i benefici attesi in termini di risparmio energetico, riduzione delle spese e delle emissioni di gas serra nel corso del ciclo di vita dell'edificio. Sarà lo Stato membro a decidere circa l'obbligatorietà o meno del passaporto.

Gli effetti della direttiva saranno oggetto di un esame da parte della Commissione che entro il 31 dicembre 2028 è tenuta a valutare i progressi verso la realizzazione di un parco immobiliare pienamente decarbonizzato e a zero emissioni entro il 2050. Qualora i risultati derivanti dall'applicazione della direttiva non fossero valutati in linea con il raggiungimento delle “soglie massime di prestazione energetica” previste per il 2030 e 2035 (art. 9), potranno essere introdotte ulteriori misure vincolanti in tema di prestazione energetica per l'intero parco immobiliare.

¹⁴ Ciascuno Stato membro stabilisce una soglia massima di prestazione energetica affinché il 16% del parco immobiliare nazionale non residenziale superi tale soglia (“soglia del 16%”). Ciascuno Stato membro stabilisce altresì una soglia massima di prestazione energetica del affinché il 26% del parco immobiliare non residenziale nazionale superi tale soglia (“soglia del 26%”).

¹⁵ Un edificio a emissioni zero non genera emissioni in loco di carbonio da combustibili fossili; è un edificio che consuma una quantità di energia molto bassa assicurata interamente da fonti rinnovabili presenti nell'edificio stesso, nel quartiere o nel vicinato.

Come tutte le direttive anche la direttiva *case green* “vincola lo Stato membro cui è rivolta per quanto riguarda il risultato da raggiungere, salva restando la competenza degli organi nazionali in merito alla forma e ai mezzi”. Il termine per mettere in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie è fissato al 29 maggio 2026 (già dal 1 gennaio 2025 però non sarà più possibile per gli stati membri incentivare finanziariamente l’installazione di caldaie alimentate a combustibili fossili).

Sul piano operativo saranno gli Stati membri a definire non solo le eventuali esenzioni dalla norma, ma anche tutte le misure e gli incentivi necessari a raggiungere i target stabiliti. Gli Stati membri hanno dunque un margine di applicazione della direttiva, in particolare potranno adeguare gli obiettivi in base all’effettiva disponibilità di manodopera qualificata e alla fattibilità tecnica ed economica dei lavori di ristrutturazione.

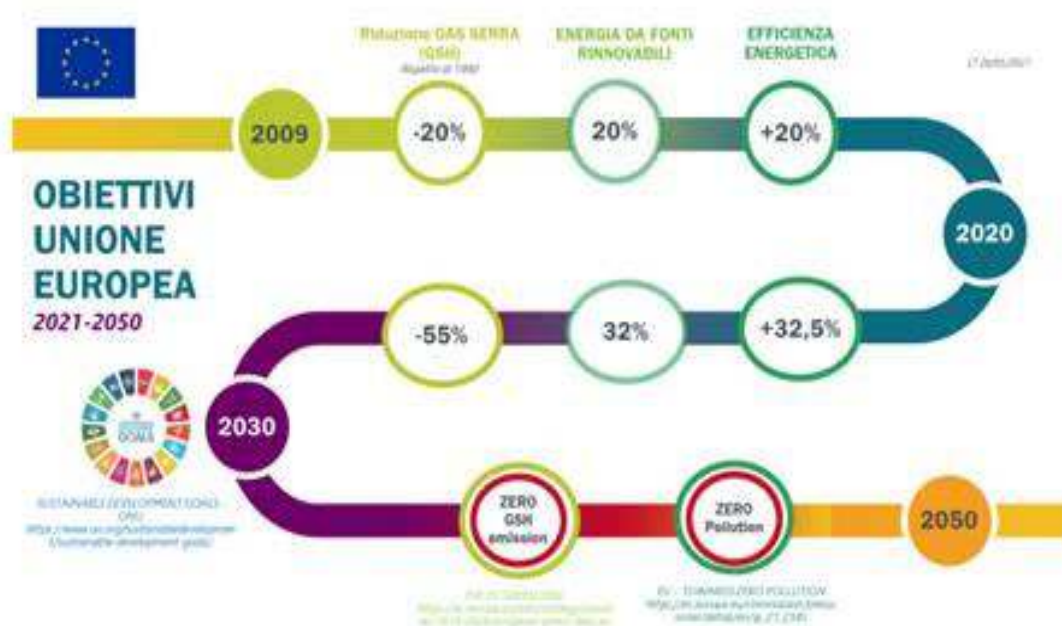


Figura 1.3 - Roadmap obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030 e al 2050.

Il contesto nazionale

Se l'Unione Europea stabilisce gli obiettivi di politica energetica, ogni Stato membro detiene il diritto di determinare le condizioni di utilizzo delle proprie fonti energetiche, la scelta tra varie fonti disponibili (mix energetico) e la struttura generale dell'approvvigionamento energetico (art. 194 par. 2 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea - TFUE). Sono dunque gli Stati membri a dover attuare la transizione energetica nell'ambito dei rispettivi ordinamenti giuridici e all'interno dei propri sistemi economici e sociali.

Secondo l'ordinamento costituzionale italiano, la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia sono materie soggette a legislazione concorrente (art. 117 Costituzione), per le quali la potestà legislativa spetta alle Regioni, fatta salva la determinazione dei principi fondamentali che è riservata allo Stato. Le Regioni sono quindi attori protagonisti per il raggiungimento degli obiettivi energetici nazionali e per l'attuazione delle politiche energetiche sul territorio.

Nei paragrafi che seguono vengono presentati i principali strumenti normativi e di indirizzo tramite i quali il legislatore nazionale ha recepito le strategie promosse dalla Unione Europea, stabilendo orizzonti temporali di scenario e strumenti regolatori necessari per il raggiungimento degli obiettivi in materia di efficienza energetica e promozione delle fonti rinnovabili.

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

Nell'ambito della governance europea in materia di energia ogni Stato membro è chiamato a contribuire al raggiungimento degli obiettivi comuni attraverso la definizione e il raggiungimento di target nazionali. Gli Stati membri definiscono tali target, insieme alle strategie finalizzate al loro raggiungimento, tramite piani nazionali, da intendersi come strumenti di pianificazione e di programmazione nazionale in ambito energetico ed ambientale.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)¹⁶ costituisce il quadro di riferimento per le politiche energetiche ed ambientali in Italia con orizzonte al 2030 e al 2050. La trattazione che segue intende fornire una visione d'insieme del documento tratteggiandone l'evoluzione e gli aspetti salienti.

Le strategie definite nel PNIEC confluiscono verso la completa decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, nella direzione tracciata dagli obiettivi definiti a livello internazionale e in particolare europeo. Il Piano è strutturato in cinque linee d'intervento (dimensioni) strettamente integrate e collegate tra loro: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia e ricerca, innovazione e competitività.

Con il PNIEC vengono stabiliti obiettivi e traguardi nazionali al 2030 e al 2050 per singola dimensione, delineando per ciascuna di esse le politiche e le misure da attuare al fine del raggiungimento dei rispettivi target. Il recepimento nella legislazione statale delle direttive europee in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas contribuisce all'attuazione del Piano nazionale.

Già nella versione iniziale del Piano si punta con decisione ad accelerare la transizione energetica al 2030, incrementando in particolare il target delle rinnovabili al 30% del consumo finale lordo di energia. Tale

¹⁶ Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima è stato predisposto, in attuazione del Regolamento UE 2018/1999 dal MASE in stretto confronto con le altre amministrazioni competenti, coinvolgendo MEF, MIT, MIMIT, MUR e MASAF. ENEA, GSE e RSE hanno fornito supporto tecnico per la simulazione degli scenari energetici, ISPRA per gli scenari emissivi; il Politecnico di Torino e di Milano hanno collaborato per la parte di ricerca e innovazione. La prima versione del Piano risale al 31 dicembre 2018. A gennaio 2020 è stato pubblicato un primo aggiornamento. A luglio 2023 il MASE ha inviato alla Commissione europea una proposta di aggiornamento del PNIEC che è stata oggetto di confronto con il Parlamento e con le Regioni e di consultazione pubblica aperta a privati, associazioni, stakeholders e istituzioni. Il processo di informazione e condivisione a vari livelli (con cittadini, industrie, operatori del settore, regioni, comuni, parlamento) è proseguito fino all'approvazione definitiva del Piano, comprendendo anche strumenti di consultazione più strutturati come la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) e canali istituzionali quali la Conferenza Unificata. Il primo luglio 2024 i Ministeri dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e delle Infrastrutture e dei Trasporti hanno inviato alla Commissione europea il testo definitivo del PNIEC. Al fine di allineare gli obiettivi nazionali ai più ambiziosi target nel frattempo concordati in sede europea i diversi aggiornamenti susseguiti hanno comportato una revisione al rialzo di alcuni degli obiettivi ivi definiti nonché l'approfondimento di alcune misure in considerazione del mutato contesto economico, energetico, ambientale e politico.

obiettivo è funzionale al raggiungimento dell'obiettivo UE del 32% ed è declinato in diverse quote di penetrazione nei principali settori di consumo: oltre il 55% con riferimento ai consumi elettrici, 33,9% per i consumi termici e 22% per il settore dei trasporti.

Relativamente alla dimensione della **decarbonizzazione**, l'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili e di attuare tutte le politiche e le misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Il PNIEC fissa un obiettivo nazionale vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, da raggiungere entro il 2030, del 33% delle emissioni di CO₂ nei settori non ETS¹⁷ rispetto al 2005. Il PNIEC prevede anche l'obiettivo di raggiungere entro il 2030 il 30% dei consumi totali coperti da fonti rinnovabili (22% nel settore dei trasporti). I settori che contribuiranno di più alla decarbonizzazione del paese, tramite la combinazione di misure per l'efficienza energetica e l'impiego delle rinnovabili, sono il settore dei trasporti e quello civile (residenziale e terziario). Il phase out dal carbone è programmato entro il 2025.

Nell'ambito della dimensione dell'**efficienza energetica** è previsto un obiettivo al 2030 di riduzione del fabbisogno di energia primaria (consumi) del 43%, calcolato rispetto alle proiezioni elaborate dalla CE nel 2007 con lo scenario Primes. Tale obiettivo si declina nell'obiettivo di ridurre i consumi finali di energia, in ciascuno degli anni dal 2021 al 2030, di un valore pari allo 0,8% dei consumi annui medi del triennio 2016-18, mediante l'attivazione di politiche attive a sostegno degli interventi sugli edifici e nei trasporti. Quanto agli edifici sono previste misure di efficienza energetica, di ristrutturazione edilizia, sismica, impiantistica ed estetica di edifici e quartieri, in coerenza con la strategia di riqualificazione del parco immobiliare al 2050. Quanto ai trasporti si prefigura il contenimento del fabbisogno di mobilità e l'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Parallelamente, viene promossa l'elettrificazione e l'uso di carburanti alternativi.

Gli eventi bellici in Ucraina, il conseguente incremento dei costi energetici e delle incertezze nelle forniture di materie prime energetiche, hanno dato nuova centralità alla dimensione della **sicurezza energetica**. In questo ambito il PNIEC persegue la sicurezza energetica attraverso la sicurezza degli approvvigionamenti (di gas e di energia elettrica) e delle forniture ai clienti finali. Da un lato si punta alla riduzione della dipendenza dalle importazioni, dall'altro, alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Le leve per ridurre la dipendenza dalle importazioni sono la differenziazione dei fornitori, il potenziamento delle fonti rinnovabili e la diminuzione del fabbisogno di energia da attuarsi tramite misure di efficienza energetica.

In termini di obiettivi quantitativi si prevede di raggiungere una riduzione della dipendenza energetica dal 77,7% del 2016 al 68% del 2030, garantendo anche un sistema più resiliente e flessibile attraverso una potenza di accumulo (da idroelettrico ed elettrochimico) di 1 GW entro il 2023 e di 10 GW entro il 2030.

Gli strumenti individuati dal piano nazionale per perseguire la sicurezza energetica comprendono la diffusione dei sistemi di accumulo, la crescente integrazione tra le infrastrutture di rete elettrica e gas, la resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione, l'utilizzo dell'idrogeno che può fornire un contributo, anche per i consumi non elettrici.

Gli investimenti infrastrutturali sono particolarmente importanti per garantire la sicurezza energetica. In questo senso il PNIEC prefigura interventi tesi a garantire la sicurezza dell'alimentazione tramite la realizzazione di nuovi elettrodotti e il potenziamento di quelli esistenti. La variazione del mix energetico (aumento produzione di energia elettrica da FER e progressivo abbandono delle fonti fossili) deve necessariamente essere accompagnato da un adeguamento infrastrutturale.

In merito alla **dimensione del mercato interno**, il documento di programmazione nazionale riconosce l'importanza di una maggiore integrazione tra i mercati dell'energia dei paesi membri dell'UE in esito alla quale i prezzi italiani dell'energia elettrica dovrebbero allinearsi a quelli degli altri paesi. Un mercato unico dell'energia è considerato inoltre una condizione favorevole al contrasto del fenomeno crescente della povertà energetica. A questo proposito il Piano individua alcune misure di contrasto, tra cui l'istituzione di un "Osservatorio della povertà energetica", finalizzato a rilevare e monitorare il fenomeno

¹⁷ I settori ETS sono le industrie energetiche, i settori industriali energivori e l'aviazione. I settori non ETS sono trasporti, residenziale, terziario, industrie non ETS, agricoltura e rifiuti.

della povertà energetica nonché ad assistere il decisore pubblico nell'individuazione di idonee misure di contrasto.

Lo sviluppo della rete di trasmissione e il potenziamento delle interconnessioni con i paesi terzi mirano a favorire scambi efficienti e la flessibilità del sistema elettrico nazionale, agendo sull'equilibrio tra domanda e offerta di energia. Gli interventi prioritari sulle infrastrutture di trasmissione, compresi i sistemi di accumulo centralizzati, sono individuati dai Piani di sviluppo di Terna.

Le nuove configurazioni di autoproduzione e autoconsumo di energia, caratterizzate dal ruolo attivo del produttore-consumatore (comunità energetiche *in primis*), possono rivestire un ruolo importante nell'ambito del mercato interno dell'energia.

Per quanto riguarda la **dimensione della ricerca, innovazione e competitività**, il PNIEC punta a migliorare la capacità del sistema della ricerca di presidiare e sviluppare le tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica nonché a favorire l'introduzione di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione e alla sicurezza energetica.

Sul fronte della ricerca si punta allo sviluppo di processi, prodotti e conoscenze a sostegno dell'utilizzo delle tecnologie per le rinnovabili, l'efficienza energetica e le reti, così come sulla ricerca nelle tecnologie quantistiche con finalità energetiche, sull'economia circolare e sulla produzione di biogas.

L'integrazione dei mercati nazionali in un mercato unico dell'energia, unitamente ad un'attenta regolazione a favore di consumatori e delle imprese e ad un oculato ricorso a meccanismi di sostegno, dovrebbe stimolare la competitività del sistema energetico.

A luglio 2023 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha presentato alla Commissione europea una proposta di aggiornamento del PNIEC, rivisitato al fine di allineare gli obiettivi nazionali ai più ambiziosi target nel frattempo concordati in sede europea.

Gli aggiornamenti seguono la linea tracciata nella precedente versione del Piano, puntando ad approfondire alcune misure in considerazione del mutato contesto economico, energetico, ambientale e politico. In particolare per quanto riguarda le emissioni e assorbimento gas serra, il Piano aggiornato prevede di passare dal dato rilevato al 2021 pari al - 47% (PNIEC 2019) all'obiettivo 2030 pari a - 62% (PNIEC 2023), nei settori ETS, e, nei settori non ETS, dal - 17% al - 35,3% / - 37,1 %.

Con riferimento alle energie rinnovabili (FER) la quota dei consumi finali lordi di energia rinnovabile deve aumentare dal 19% del 2021 al 40,5% nel 2030, determinando un percorso di crescita decisamente sfidante, anche in termini di integrazione con il sistema infrastrutturale energetico nazionale; per il 2030, in particolare, si stima un consumo finale lordo di energia di circa 100 Mtep, di cui 43 Mtep da FER. Per i consumi finali lordi di riscaldamento e raffrescamento degli edifici si dovrà passare dal 20% del 2021 al 37% al 2030 e per i consumi finali lordi del settore elettrico dal 36% del 2021 al 65% del 2030. Nel settore dei trasporti viene fissata la quota pari al 30,7% dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili, calcolata con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla revisione della RED II così come modificata dalla cosiddetta RED III, a fronte di un obiettivo settoriale del 29% fissato dalla medesima direttiva. Il piano aggiornato prevede anche che al 2030 siano installati complessivamente circa 131 GW di impianti a fonti rinnovabili (di cui circa 80 GW fotovoltaici e circa 28 GW eolici), con un incremento di capacità di circa 74 GW rispetto al 2021 (di cui circa 57 GW da fotovoltaico e circa 17 GW da eolico)¹⁸.

Relativamente all'efficienza energetica, il PNIEC 2023 prevede di passare dai 145 Mtep di consumi di energia primaria del 2021 ai 122 Mtep del 2030 (riduzione di 23 Mtep) e, per i consumi di energia finale, da 113 Mtep del 2021 a 100 Mtep del 2030 (riduzione di 13 Mtep).

Le politiche e le misure di sostegno per l'energia rinnovabile nel settore elettrico sono orientate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti, la salvaguardia e il potenziamento del parco di impianti esistenti ancora

¹⁸ Fonte: PNIEC (documento inviato dal MASE alla Commissione europea nel mese di luglio 2023), pag. 45.

potenzialmente competitivi e sostenibili¹⁹. Per i piccoli impianti, con potenza installata minore di 1 MW, si interverrà nella regolamentazione degli incentivi e favorendo la diffusione di forme di autoconsumo collettivo quali le comunità di energia rinnovabile; per i grandi impianti, maggiori di 1 MW, sono previsti contratti specifici da stipulare a seguito di procedure competitive con aste al ribasso e contratti di lungo termine mediante *Power Purchase Agreement* (PPA).

La versione finale del PNIEC è stata trasmessa alla Commissione europea in data 1 luglio 2024 e, pur essendo nel complesso sostanzialmente simile a quella preliminare, contiene alcuni elementi di novità. Si confermano gli obiettivi raggiunti nella proposta trasmessa a giugno 2023, superando in alcuni casi anche i target comunitari, in particolare sulle energie rinnovabili.

L'impostazione segue un approccio realistico e tecnologicamente neutro e prevede una forte accelerazione su alcuni settori. Oltre alle fonti rinnovabili elettriche, si punta su: produzione di combustibili rinnovabili come il biometano e l'idrogeno insieme all'utilizzo di biocarburanti che già nel breve termine possono contribuire alla decarbonizzazione del parco auto esistente, diffusione di auto elettriche, riduzione della mobilità privata, cattura e stoccaggio di CO₂, ristrutturazioni edilizie ed elettrificazione dei consumi finali, in particolare attraverso un crescente peso nel mix termico rinnovabile delle pompe di calore.

L'area con performance più alte è quella delle FER, dove è ribadito che l'Italia dovrà raggiungere al 2030 una potenza da fonte rinnovabile di 131 Gigawatt. Si prevede che quasi ottanta (79,2) di questi deriveranno dal solare, 28,1 dall'eolico, 19,4 dall'idrico, 3,2 dalle bioenergie e 1 Gigawatt da fonte geotermica (quota quest'ultima che potrebbe anche aumentare al raggiungimento di un adeguato livello di maturità di alcune iniziative progettuali in via di sviluppo).

Relativamente alla **dimensione della decarbonizzazione**, l'Italia conferma l'accelerazione verso la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili e l'attuazione di tutte le politiche e le misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo.

Nello specifico il PNIEC 2024 prevede un obiettivo di copertura, nel 2030, del 39,4% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita ambizioso di queste fonti con una piena integrazione nel sistema energetico nazionale; per il 2030, in particolare, si stima un consumo finale lordo di energia di circa 110 Mtep, di cui 43 Mtep da FER. Tale obiettivo è in linea con il contributo nazionale al target UE (38,7%, in modo da raggiungere il target UE del 42,5%) ed è declinato in diverse quote di penetrazione nei principali settori di consumo (consumi elettrici, consumi termici e trasporti).

Per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra il PNIEC 2024 le politiche per il taglio delle emissioni si suddividono in 3 grandi ambiti:

- quelle regolate dall'Emission Trading System (ETS),
- quelle soggette all'Effort Sharing Regulation (ESR),
- quelle normate dal regolamento LULUCF sugli assorbimenti di carbonio nel settore dell'uso del suolo, del cambiamento di uso del suolo e della silvicoltura.

Il testo del PNIEC 2024 afferma chiaramente che sarà rispettato solo il target delle emissioni ETS. Per quelle ESR e gli assorbimenti LULUCF, invece, gli obiettivi nazionali del Piano restano piuttosto distanti da quelli comunitari, in entrambi gli scenari formulati (entrambi al 2030, uno in base alle politiche vigenti e l'altro in base agli effetti delle politiche in programma). Il loro mancato rispetto era comunque già previsto nella versione inviata alla Commissione a luglio 2023. In particolare, alla luce dell'aggiornamento dell'obiettivo per l'Italia fissato dal Regolamento Effort Sharing²⁰, risulta particolarmente impegnativo e sfidante lo sforzo di riduzione delle emissioni nei settori ESR.

¹⁹ Fonte: PNIEC (documento inviato dal MASE alla Commissione europea nel mese di luglio 2023), pag. 171.

²⁰ Il Regolamento Effort Sharing ha fissato un obiettivo per l'Italia di ridurre le emissioni ricadenti nel suo ambito di applicazione (trasporti, residenziale, terziario, attività industriali non rientranti nell'Allegato I della direttiva 2003/87/CE, i rifiuti, l'agricoltura) entro il 2030 del 43.7% rispetto ai livelli del 2005.

Nell'ambito delle attività finalizzate alla riduzione delle emissioni di GHG occorrerà incentivare misure tese sia a trasferire gli spostamenti dell'utenza dal trasporto privato a quello pubblico attraverso lo shift modale, sia a favorire la mobilità dolce, nonché fornire gli strumenti per la pianificazione della mobilità.

Per quanto riguarda la dimensione dell'**efficienza energetica** l'Italia dovrà assicurare un miglioramento in termini di efficienza energetica almeno del 32,5% entro il 2030. Il PNIEC Italia individua nell'ambito civile e nei trasporti le priorità di intervento, sia per via dell'elevato margine di riduzione di questi due settori.

Infine si dà atto che nel PNIEC 2024 sono state inserite alcune ipotesi di scenario a lungo termine (dal 2035 al 2050) contenenti una quota di generazione da fonte nucleare, quale possibile ulteriore contributo alla decarbonizzazione, in aggiunta alle fonti di energia a basse emissioni. Tali analisi, elaborate sulla base dai dati ricavati dalla Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile istituita dal MASE a novembre 2023, mirano a valutare l'eventuale utilità/convenienza di una produzione di energia tramite le nuove tecnologie nucleari in corso di sviluppo. Secondo le ipotesi di scenario sviluppate, il nucleare da fissione nel medio termine (a partire dal 2035), e nel lungo termine (a ridosso del 2050) da fusione, potrebbero fornire al 2050 circa l'11% dell'energia elettrica totale richiesta – con una possibile proiezione verso il 22%²¹.

La tabella che segue riporta il quadro generale degli indicatori e degli obiettivi al 2030 su emissioni e assorbimenti di gas serra, fonti energetiche rinnovabili (FER), efficienza energetica.

	Dato rilevato (2022)	PNIEC 2023: Scenario di riferimento (2030)	PNIEC 2023: Scenario di policy* (2030)	PNIEC 2024: Scenario di riferimento (2030)	PNIEC 2024: Scenario di policy***** (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%	-55%	-62%	-58%	-66%	-62%**
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS / per tutti i settori ESR	-20%	-28,6%	-35,3% / - 37,1%	-29,3%	-40,6%	-43,7%****
Assorbimenti di CO2 LULUCF / Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	-21,2 MtCO2eq	-34,9 MtCO2eq	-34,9 MtCO2eq	-28,4 MtCO2eq	-28,4 MtCO2eq	35,8 MtCO2eq ***
Energie rinnovabili						
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	19%	27%	40,5%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	8%	13%	31%	15%	34%	29%*****
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	21%	27%	37%	24%	36%	29,6%*** - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	37%	49%	65%	53%	63%	non previsto

²¹ Non può, peraltro, non ricordarsi come la Regione Veneto, per il tramite del suo Consiglio, si sia già recentemente pronunciata contro ogni ipotesi di progettazione e realizzazione di una centrale nucleare all'interno della conterminazione lagunare, come approvato a pagina 138 della NADEFER.

Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	0%	3%	42%	4%	54%	42%***
Efficienza energetica						
Consumi di energia primaria	140 Mtep	130 Mtep	122 Mtep	133 Mtep	123 Mtep	111 Mtep
Consumi di energia finale	112 Mtep	109 Mtep	100 Mtep	111 Mtep	102 Mtep	93 Mtep
Risparmi annui nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	3,8 Mtep		73,4 Mtep		73,4 Mtep	73,4 Mtep ***

Tabella 1.1 - Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030²²

* scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2023

** vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione Europea

*** vincolante

**** vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

***** vincolante per gli operatori economici

***** scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024

La Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS)

Nel 2015 l'Assemblea Generale delle Nazioni unite ha adottato l'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile, un piano d'azione globale per il benessere delle persone, la protezione dell'ambiente e la prosperità dei Paesi, che individua 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (17 Goals). L'Agenda 2030 è declinata a livello nazionale con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS), approvata nel 2017 e aggiornata nel 2023, anch'essa strutturata in scelte strategiche e target specifici. Tale Strategia rappresenta il quadro di azione orientato alla promozione di uno sviluppo che armonizzi aspetti economici, sociali e ambientali, declinando per il contesto nazionale gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delineati dall'ONU. La SNSvS intende integrare i principi dell'Agenda 2030 nel tessuto socio-economico e politico italiano, offrendo una road map per affrontare sfide pressanti come il cambiamento climatico, le disuguaglianze sociali e la promozione di un'economia circolare. Istituita per garantire un futuro prospero e resiliente per le generazioni attuali e future, la Strategia coordina le iniziative a livello nazionale e locale, promuovendo collaborazioni tra enti governativi, organizzazioni non governative, aziende e cittadini, al fine di sviluppare soluzioni innovative e sostenibili. L'obiettivo finale è quello di creare una società più equa e inclusiva, dove ogni individuo possa godere di un alto livello di benessere senza compromettere le risorse e le opportunità per le future generazioni.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e la sua revisione (modifiche introdotte con il RePowerEU)

L'Unione Europea ha reagito alla crisi causata dalla pandemia da Covid-19 lanciando il piano di riforme e investimenti straordinari denominato *Next Generation EU (NGEU)*. L'intento dell'iniziativa non è solo il rilancio di un sistema economico e sociale in grave difficoltà ma anche la sua trasformazione verso un sistema più sostenibile dal punto di vista sociale ed ambientale.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)²³ costituisce lo strumento operativo per attuare il *NGEU* e rappresenta un'opportunità unica per lo sviluppo dell'Italia. Il PNRR anticipa l'aggiornamento degli obiettivi del Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) approvato nel 2019, necessario per recepire i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

²² Pag. 17 PNIEC (giugno 2024).

²³ Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) è stato approvato con decisione del Consiglio UE ECOFIN del 13 luglio 2021 e notificato all'Italia dal Segretariato generale del Consiglio UE con nota LT 161/21 del 14 luglio 2021.

In questa direzione il PNRR rappresenta un forte stimolo per raggiungere gli obiettivi climatici ed energetici al 2030 e al 2050 e per accelerare la transizione energetica nella direzione della progressiva e completa decarbonizzazione, così come l'adozione di soluzioni di economia circolare e la riduzione delle emissioni nocive.

La transizione ecologica è uno dei pilastri del progetto *NGEU*. Una quota significativa delle risorse mobilitate è infatti destinata a Missioni destinate ad avere impatti sull'energia, sul clima e sull'ambiente.

Missioni e relative Componenti	PNRR [Miliardi di €]	React EU	Fondo complementare	Totale
M1. Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura e Turismo	40,29	0,80	8,73	49,82
M1C1 - Digitalizzazione, Innovazione e Sicurezza nella P.A.	9,72	-	1,40	11,12
M1C2 - Digitalizzazione, Innovazione e Competitività nel Sistema Produttivo	23,89	0,80	5,88	30,57
M1C3 - Turismo e Cultura 4.0	6,68	-	1,45	8,13
M2. Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica	59,46	1,31	9,16	69,93
M2C1 - Agricoltura Sostenibile ed Economia Circolare	5,27	0,50	1,20	6,97
M2C2 - Transizione Energetica e Mobilità Sostenibile	23,78	0,18	1,40	25,36
M2C3 - Efficienza Energetica e Riqualificazione degli Edifici	15,36	0,32	6,56	22,24
M2C4 - Tutela del Territorio e della Risorsa Idrica	15,05	0,31	-	15,36
M3. Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile	25,40	-	6,06	31,46
M3C1 - Rete Ferroviaria ad Alta Velocità/Capacità e Strade Sicure	24,77	-	3,20	27,97
M3C2 - Intermodalità e Logistica Integrata	0,63	-	2,86	3,49
M4. Istruzione e Ricerca	30,88	1,93	1,00	33,81
M4C1 - Potenziamento dell'offerta dei Servizi di Istruzione: dagli Asili Nido alle Università	19,44	1,45	-	20,89
M4C2 - Dalla Ricerca all'Impresa	11,44	0,48	1,00	12,92
M5. Inclusione e Coesione	19,86	7,25	2,77	29,88
M5C1 - Politiche per il Lavoro	6,66	5,97	-	12,63
M5C2 - Infrastrutture Sociali, Famiglie, Comunità e Terzo Settore	11,22	1,28	0,34	12,84
M5C3 - Interventi Speciali per la Coesione Territoriale	1,98	-	2,43	4,41
M6. Salute	15,63	1,71	2,89	20,23
M6C1 - Reti di Prossimità, Strutture e Telemedicina per l'Assistenza Sanitaria Territoriale	7,00	1,50	0,50	9,00
M6C2 - Innovazione, Ricerca e Digitalizzazione del Servizio Sanitario Nazionale	8,63	0,21	2,39	11,23
TOTALE PNRR	191,5	13,0	30,6	235,1

Tabella 1.2 - Composizione del PNRR per Missioni e Componenti (miliardi di euro)

In particolare la Missione 2 del PNRR “Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica” è dedicata ai temi dell'agricoltura sostenibile, dell'economia circolare, della transizione energetica, della mobilità sostenibile, dell'efficienza energetica degli edifici, delle risorse idriche e dell'inquinamento, con il fine di migliorare la sostenibilità del sistema economico e assicurare una transizione equa e inclusiva verso una società a impatto ambientale pari a zero. La Missione 2 dispone di 59,46 miliardi di euro (il 31,05% dell'importo totale del PNRR) a cui si aggiungono circa 10,47 miliardi di euro stanziati dal *React EU* e dal Fondo complementare. Complessivamente le risorse direttamente destinate alla transizione verde ammontano quindi a quasi 70 miliardi di euro. In termini di risorse mobilitate il PNRR è dunque un fortissimo impulso per realizzare investimenti di grande portata nell'ambito del processo di transizione ecologica.

La Missione 2 è strutturata in 4 componenti interconnesse ognuna delle quali, a sua volta, contiene una serie di investimenti e riforme.

M2. Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica	Risorse PNRR (mld/euro)	React Eu (mld/euro)	Fondo complementare (mld/euro)	Totale risorse (mld/euro)
M2C1 - Agricoltura sostenibile ed economia circolare	5,27	0,50	1,20	6,97
M2C2 - Transizione energetica e mobilità sostenibile	23,78	0,18	1,40	25,36
M2C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	15,36	0,32	6,56	22,24
M2C4 - Tutela del territorio e della risorsa idrica	15,05	0,31	-	15,36
Totale Missione 2	59,46	1,31	9,16	69,93

Tabella 1.3 - Struttura della Missione 2 “Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica”

La componente 1 “Agricoltura sostenibile ed economia circolare” è dedicata al miglioramento della gestione dei rifiuti e allo sviluppo dell’economia circolare attraverso interventi di potenziamento della rete di raccolta differenziata e degli impianti di trattamento e riciclo dei materiali (costruzione di nuovi impianti di gestione dei rifiuti, ammodernamento degli impianti esistenti, progetti innovativi di economia circolare).

La componente 2 “Transizione energetica e mobilità sostenibile” è direttamente coinvolta nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Come illustrato nella tabella 1.3, le misure previste spaziano dagli interventi finalizzati all’incremento della quota di energie prodotte da fonti rinnovabili, al potenziamento e alla digitalizzazione delle infrastrutture di rete (necessario per sostenere l'aumento di produzione da fonti rinnovabili e aumentare la resilienza a fenomeni climatici estremi), alla promozione della produzione, della distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, allo sviluppo del trasporto locale sostenibile e di una leadership internazionale, industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione.

M2C2 - Transizione energetica e mobilità sostenibile	Risorse (mld/euro)
MISURA 1 - Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile [M2C2M1]	5,9
Investimento 1.1 - Sviluppo agro-voltaico	1,10
Investimento 1.2 - Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo	2,20
Investimento 1.3 - Promozione impianti innovativi (incluso <i>off-shore</i>)	0,68
Investimento 1.4 - Sviluppo del biometano	1,92
Riforma 1.1 - Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
Riforma 1.2 - Nuova normativa per promuovere la produzione e il consumo di gas rinnovabile	-
MISURA 2 - Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete [M2C2M2]	4,11
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61

M2C2 - Transizione energetica e mobilità sostenibile	Risorse (mld/euro)
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica reti	0,50
MISURA 3 - Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno [M2C2M3]	3,19
Investimento 3.1 - Produzione in aree industriali dismesse	0,50
Investimento 3.2 - Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
Investimento 3.3 - Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
Investimento 3.4 - Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
Investimento 3.5 - Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
Riforma 3.1 - Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
Riforma 3.2 - Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
MISURA 4 - Sviluppare un trasporto locale più sostenibile [M2C2M4]	8,58
Investimento 4.1 - Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
Investimento 4.2 - Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
Investimento 4.3 - Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
Investimento 4.4 - Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
Riforma 4.1 - Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
MISURA 5 - Sviluppare una <i>leadership</i> internazionale, industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione [M2C2M5]	2,00
Investimento 5.1 - Rinnovabili e batterie	1,00
Investimento 5.2 - Idrogeno	0,45
Investimento 5.3 - Bus elettrici	0,30
Investimento 5.4 - Supporto a <i>start-up</i> e <i>venture capital</i> attivi nella transizione ecologica	0,25
Totale risorse	23,78

Tabella 1.4 - Investimenti e riforme della Componente 2 “Transizione energetica e mobilità sostenibile” della Missione 2 del PNRR

La componente 3 “Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici” punta a rafforzare l’efficientamento energetico degli edifici sia pubblici che privati e a sviluppare sistemi di teleriscaldamento efficienti, contribuendo al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi previsti dal PNIEC in materia di riduzione delle emissioni inquinanti. Fra le misure previste oltre a quelle direttamente connesse alla riduzione dei consumi, si evidenziano le misure legate all’efficientamento sismico e al miglioramento delle condizioni abitative dei cittadini, agendo in questo senso in contrasto al fenomeno della povertà energetica.

M2C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	Risorse (mld/euro)
MISURA 1 - Efficientamento energetico degli edifici pubblici [M2C3M1]	1,21
Investimento 1.1 - Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica	0,80
Investimento 1.2 - Efficientamento degli edifici giudiziari	0,41
Riforma 1.1 - Semplificazione e accelerazione delle procedure per la realizzazione di interventi per l'efficientamento energetico	-
MISURA 2 - Efficientamento energetico e sismico dell'edilizia residenziale privata e pubblica [M2C3M2]	13,95
Investimento 2.1 - Rafforzamento dell'Ecobonus e del Sismabonus fino al 110% per l'efficienza energetica e la sicurezza degli edifici	13,95
MISURA 3 - Sistemi di teleriscaldamento [M2C3M3]	0,20
Investimento 3.1 - Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento	0,20
Totale risorse	15,36

Tabella 1.5 - Investimenti e riforme della Componente 3 “Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici” della Missione 2 del PNRR

La componente 4 “Tutela del territorio e della risorsa idrica” prevede interventi per la tutela e la sicurezza del territorio, per la mitigazione dei rischi idrogeologici e per la tutela delle aree verdi e della biodiversità.

Le misure previste dal PNRR sono state declinate a livello regionale nel documento “PNRR. I progetti strategici per il Veneto del futuro” adottato dalla Giunta Regionale con DGRV 296/2022. Tale documento comprende 16 progettualità tra le quali figurano le seguenti progettualità in ambito energetico:

- progetto “Porto Marghera” (progetto n. 9 - fabbisogno finanziario di 267 milioni di euro) dedicato ad interventi di riqualificazione (non solo ambientale) a favore di un modello di sviluppo sostenibile²⁴;
- progetto “Venezia capitale mondiale della sostenibilità” (progetto n. 16 - fabbisogno finanziario di 2.685 milioni di euro)²⁵.

Gli investimenti e le riforme promosse dal PNRR contribuiranno al raggiungimento degli obiettivi energetici e degli altri target (es. in materia di circolarità, agricoltura sostenibile e biodiversità) previsti dal PNIEC.

Sicuramente, la transizione ecologica non potrà avvenire in assenza di un' incisiva e complessa “transizione burocratica”, che include la riforma dei processi autorizzativi e della *governance* dei settori nei quali insisteranno gli interventi programmati.

La Missione 2 pone inoltre una particolare attenzione all'inclusività e all'equità della transizione ecologica, contribuendo in prospettiva alla riduzione del divario tra le regioni italiane, pianificando la formazione e l'adattamento delle competenze, aumentando la consapevolezza sulle sfide e le opportunità offerte dalla progressiva trasformazione del sistema energetico.

Nel corso del 2023 l'Italia ha chiesto una revisione dell'originario Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) al fine di tenere conto di “circostanze oggettive” idonee a pregiudicare la realizzazione di alcune

²⁴ Misure del PNRR interessate: “M2C2 Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile”, “M2C4 Investimento 4.4 Investimenti in fognatura e depurazione”, “M2C2 Investimento 3.1 Produzione di idrogeno in siti dismessi (Hydrogen Valleys)”.

²⁵ Misure del PNRR interessate: “M1C3 Turismo e cultura 4.0”, “M2C2 Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile”, “M3C1 Investimenti sulla rete ferroviaria”, “M4C2 Dalla ricerca all'impresa”, “M4C1 Potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione: dagli asili nido alle Università”, “M5C2 Infrastrutture sociali, famiglie, comunità e terzo settore”.

Riforme e Investimenti per come originariamente configurati quali, ad esempio, l'elevata inflazione registrata nel 2022 e nel 2023, le strozzature nella catena degli approvvigionamenti a seguito della guerra tra Russia e Ucraina, e la disponibilità di alternative per il più efficace raggiungimento di determinati traguardi e obiettivi²⁶.

La revisione complessiva del Piano è stata guidata dalla Cabina di Regia²⁷ ed è stata condotta, in collaborazione con la Commissione europea, con il coinvolgimento delle amministrazioni titolari, degli stakeholder, delle parti sociali e dei soggetti attuatori. In esito al processo di revisione sono stati ridefiniti 145 obiettivi strategici e sono stati puntualmente rimodulati numerosi milestone e target afferenti alle misure ancora da realizzare. La proposta di revisione è stata trasmessa dal Governo italiano alla Commissione il 7 agosto 2023 e da questa approvata il 24 novembre 2023; le modifiche sono entrate in vigore successivamente all'adozione da parte del Consiglio dell'UE avvenuta l'8 di dicembre 2023.

Complessivamente le risorse del PNRR italiano revisionato aumentano da 191,6 miliardi di euro a 194,4 miliardi di euro, di cui il 39,5% dedicate alla transizione verde (nella versione precedente tale quota arrivava al 37,5%). L'ampliamento della dotazione finanziaria del Piano italiano è da ricondurre ai 2,8 miliardi di euro in più di contributi a fondo perduto (sovvenzioni o grants)²⁸ destinati al finanziamento della nuova Missione (M7) tesa al raggiungimento degli obiettivi dell'iniziativa europea REPowerEU (rafforzamento dell'indipendenza e della sicurezza energetica, il potenziamento delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, l'accelerazione della produzione di energie rinnovabili, la riduzione della domanda di energia e il rafforzamento delle competenze necessarie per la transizione verde).

Con il nuovo piano inoltre vengono finanziate nuove misure e incrementate le risorse a favore di alcune misure già previste, vengono riprogrammati alcuni interventi e si dispone l'utilizzo di alcune economie maturate nella fase di avvio del Piano.

La revisione del Piano nazionale di ripresa e resilienza ha comportato la cancellazione o il definanziamento di alcune misure a causa della difficoltà di realizzarle entro la fine del 2026 (termine ultimo previsto dal regolamento). Per queste misure, il governo si è impegnato a trovare alternative di finanziamento, come il Piano nazionale complementare o altri fondi disponibili in bilancio.

All'incremento delle risorse destinate alla transizione verde contribuiscono in particolare le nuove riforme, gli investimenti rafforzati e i nuovi investimenti inclusi nel Capitolo REPowerEU. La nuova missione "REPowerEU" è di fondamentale importanza per la crescita economica e per raggiungere strutturalmente gli obiettivi di competitività, sicurezza energetica e sostenibilità ambientale.

Tale Capitolo si compone di:

- 5 nuove Riforme;
- 5 Investimenti rafforzati, basati su progetti già esistenti;
- 12 nuovi Investimenti.

In particolare le nuove riforme settoriali mirano a:

- realizzare un testo unico per le procedure in materia di energie rinnovabili finalizzato alla razionalizzazione e alla semplificazione del quadro normativo e autorizzativo;
- riqualificare i lavoratori pubblici e privati innalzando le competenze in materia di efficientamento energetico e produzione di energia da fonti rinnovabili (*green skills*);
- introdurre misure per ridurre i costi di connessione alle reti del gas per gli impianti di produzione di biometano;

²⁶ La procedura di revisione dei Piani nazionali di ripresa e resilienza è prevista dall'art. 21 del Regolamento (UE) 2021/241.

²⁷ La Cabina di Regia del PNRR è l'organo istituito presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri con poteri di indirizzo politico, impulso e coordinamento generale sull'attuazione degli interventi del Piano. Per maggiori dettagli sulla composizione e sulle funzioni della Cabina si rinvia alla pagina dedicata <https://www.governo.it/it/approfondimento/cabina-di-regia-il-pnrr/18140>. La proposta di modifica è stata approvata dalla Cabina di regia il 27 luglio 2023 e dal Parlamento tramite due distinte risoluzioni del 1 agosto 2023.

²⁸ Nell'ambito dell'attuazione del PNRR le sovvenzioni aumentano complessivamente da 69 a 71,8 miliardi di euro mentre rimane invariato l'importo di 122,6 miliardi di euro destinato ai prestiti (loans) per l'Italia.

- rafforzare gli strumenti per le imprese finalizzati a ridurre il rischio finanziario legato all'acquisto di energia da fonti rinnovabili (in particolare lo strumento del *power purchasing agreement* (PPA) ovvero forme contrattuali innovative per garantire remunerazione stabile a chi investe nelle fonti rinnovabili);
- revisionare i sussidi ambientalmente dannosi (SAD).

Il nuovo capitolo REPowerEU si articola in tre linee di investimento (reti dell'energia, transizione verde ed efficientamento energetico, filiere industriali strategiche) e le principali misure di investimento introdotte in tema di energia sono:

- Transizione 5.0 (dotazione finanziaria di 6,3 miliardi di euro): un programma per la transizione verde e digitale delle imprese che, attraverso lo strumento del credito d'imposta, mira a sostenere gli investimenti in efficientamento energetico, l'uso di energie rinnovabili e la formazione del personale per una maggiore efficienza energetica e la tutela dell'ambiente. La misura, che rappresenta l'evoluzione di "Transizione 4.0", interessa i beni digitali (beni materiali e immateriali) e i beni necessari per l'autoproduzione e l'autoconsumo di energia prodotta da fonti rinnovabili.
- Supporto alle Piccole e Medie Imprese per l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili (dotazione finanziaria di 320 milioni di euro, per attivare un livello di investimenti pari ad oltre 600 milioni di euro): la misura prevede sovvenzioni alle PMI per l'acquisto di sistemi e tecnologie digitali, per la produzione di energia da fonti rinnovabili per l'autoconsumo, lo stoccaggio e l'accumulo.
- Supporto al sistema produttivo per la Transizione Ecologica, Tecnologie Net Zero e competitività e resilienza delle filiere produttive strategiche (dotazione finanziaria di 2,5 miliardi di euro): la misura intende sostenere lo sviluppo delle filiere strategiche per la transizione verso un'economia a zero emissioni, l'efficienza energetica dei processi produttivi e la sostenibilità degli stessi.
- Parco Agrisolare (dotazione finanziaria di 850 milioni di euro): per le aziende agricole e di allevamento, per sostenere l'installazione di pannelli fotovoltaici, sistemi di gestione intelligente dei consumi elettrici ed accumulatori, nonché per incentivare la realizzazione di tetti energetici.

Inoltre con l'aggiornamento del PNRR sono stati incrementati gli investimenti per l'acquisto di nuovi treni a emissioni ridotte di CO₂ (1,2 miliardi di euro) e a favore delle reti e delle infrastrutture, segnatamente per la realizzazione ed il rafforzamento strategico di reti elettriche e per il gas (1,8 miliardi di euro).

Gli investimenti dedicati al rafforzamento delle reti elettriche e del gas rivestono un preminente carattere strategico sia per la transizione ecologica sia per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas dell'Italia e dell'Europa. Le reti elettriche sono essenziali per favorire la produzione di energia da fonti rinnovabili che, essendo disperse sul territorio, necessitano di linee maggiormente connesse e resilienti per essere efficacemente sfruttate.

Il Piano per la Transizione Ecologica (PTE)

Nelle more dell'aggiornamento del PNIEC, il Comitato interministeriale per la transizione ecologica (CITE)²⁹ ha adottato il Piano per la Transizione Ecologica (PTE)³⁰. Si tratta di un piano “aperto” in costante evoluzione (entro il 15 maggio di ogni anno è prevista una relazione sullo stato di attuazione, con aggiornamento dei cronoprogrammi, delle roadmap e dei principali indicatori di riferimento) che accompagnerà il processo di transizione ecologica in Italia, fornendo un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel PNRR.

Il PTE conferma l'obiettivo generale del raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 e l'obiettivo intermedio della riduzione del 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030; è articolato in cinque macro-obiettivi condivisi a livello europeo (neutralità climatica, azzeramento dell'inquinamento, adattamento ai cambiamenti climatici, ripristino della biodiversità, transizione verso l'economia circolare e bioeconomia), all'interno dei quali sono individuati i seguenti ambiti di intervento: 1) decarbonizzazione; 2) mobilità sostenibile; 3) miglioramento della qualità dell'aria; 4) contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico; 5) miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture; 6) ripristino e rafforzamento della biodiversità; 7) tutela del mare; 8) promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

Il PTE fissa obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti, di riduzione di energia primaria, di produzione di energia da fonti rinnovabili, di elettrificazione dell'energia primaria. Per ridurre le emissioni il PTE punta molto sulla elettrificazione dei consumi (l'elettrificazione del sistema dell'energia primaria dovrà superare il 50%, nella prospettiva della decarbonizzazione totale al 2050). Il piano interviene anche sulla povertà energetica, prospettando misure strutturali da affiancare a quelle emergenziali già in essere come i bonus sociali per gli utenti svantaggiati a sostegno del pagamento delle bollette elettriche e del gas. Il Documento, in linea con gli investimenti previsti dal PNRR, si prefigge una sostanziale decarbonizzazione del comparto industriale, in particolare nei settori *hard to abate* (siderurgia vetro, ceramica, cemento, chimica), promuovendo il principio guida dell'*energy efficiency first* e il passaggio da combustibili fossili a combustibili rinnovabili come idrogeno, bioenergie e carburanti sintetici, nonché alla elettrificazione dei consumi e al ricorso a sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂. Nel lungo termine la sfida resta quella dell'energia nucleare da fusione, su cui si continuerà ad investire nella ricerca.

Il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI)

Con lo scoppio della guerra in Ucraina (febbraio 2022) e le conseguenti crescenti incertezze delle forniture energetiche, le questioni legate alla sicurezza energetica sono balzate in cima alle preoccupazioni e alle priorità dei governi nazionali e regionali, soprattutto in quei Paesi come l'Italia fortemente dipendenti dalle importazioni di gas russo. Questo anche e soprattutto in considerazione dei riflessi delle incertezze degli approvvigionamenti sui costi energetici che incidono direttamente sui cittadini e sul sistema economico.

In questo contesto il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI), approvato dal Ministro della Transizione Ecologica con Decreto ministeriale del 28 dicembre 2021, ha assunto una rilevanza strategica. Tale piano individua le aree in cui è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, con lo scopo di fornire regole certe agli operatori e di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale definendo le priorità in materia di fonti di approvvigionamento sia in un'ottica di decarbonizzazione, in linea con gli accordi internazionali di tutela dell'ambiente e della biodiversità, sia di fabbisogno energetico. Nel definire le aree idonee, il PiTESAI tiene in considerazione non solo i criteri di sostenibilità ambientale ma anche quelli di sostenibilità sociale ed economica. Sulla base di tali criteri il PiTESAI stabilisce se una

²⁹ Il CITE è istituito presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri con il compito di assicurare il coordinamento delle politiche nazionali per la transizione ecologica e la relativa programmazione (art. 57 bis del decreto legislativo n. 152/2006, introdotto con il Decreto legge 1 marzo 2021, n. 22 convertito dalla legge 22 aprile 2021, n. 55).

³⁰ Il CITE ha adottato il PTE con Delibera 1 dell'8 marzo 2022, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 138 del 15 giugno 2022.

determinata area è idonea all'effettuazione delle attività di ricerca e di successiva coltivazione di giacimenti di idrocarburi e se è compatibile con la prosecuzione delle attività minerarie già in essere.

Il PiTESAI, in linea con il PNIEC, prevede l'utilizzo del gas come fonte energetica di transizione verso la decarbonizzazione al 2050.

Il Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici

I cambiamenti climatici rappresentano e rappresenteranno in futuro una delle sfide più rilevanti da affrontare a livello globale ed anche nel territorio italiano³¹ e lo strumento principale individuato è il Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC), che fornisce un quadro di indirizzo nazionale per l'implementazione di azioni finalizzate a ridurre al minimo possibile i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, a migliorare la capacità di adattamento dei sistemi socioeconomici e naturali, nonché a trarre vantaggio dalle eventuali opportunità che si potranno presentare con le nuove condizioni climatiche. Il PNACC, approvato con il Decreto del MASE n. 434 del 21 dicembre 2023, nasce dall'aggiornamento della precedente Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SNAC) del 2015, anche alla luce degli accordi di Parigi dello stesso anno e della Strategia di adattamento (COM(2021) 82 final del 25 febbraio 2021, Plasmare un'Europa resiliente ai cambiamenti climatici presentata dalla Commissione Europea, da questi mutua l'obiettivo di trasformare l'Europa in un'Unione resiliente ai cambiamenti climatici entro il 2050. L'esigenza dalla quale nasce questo Piano è duplice: da una parte quella di realizzare compiutamente la prima e necessaria azione di sistema dell'adattamento che è rappresentata dall'istituzione di un'apposita struttura di governance nazionale; dall'altra quella di produrre un documento di indirizzo, finalizzato a porre le basi per una pianificazione di breve e di lungo termine per l'adattamento ai cambiamenti climatici, attraverso la definizione di specifiche misure volte sia al rafforzamento della capacità di adattamento a livello nazionale, attraverso l'aumento e la messa a sistema delle conoscenze, sia allo sviluppo di un contesto organizzativo ottimale; requisiti di base per la definizione di azioni efficaci nel territorio. In conseguenza di tale impostazione, le azioni previste sono di due tipi principali: di tipo sistemico, vale a dire incentrate sulla definizione di una struttura di riferimento, di criteri di governance e sullo sviluppo delle conoscenze; e di indirizzo, cioè di definizione di una cornice di riferimento entro la quale possano svilupparsi la pianificazione e la realizzazione delle azioni di adattamento regionali e locali, definendo un database di azioni che possono avere effetti positivi rispetto alla finalità del PNACC. In particolare viene individuato esplicitamente, insieme ad altre iniziative analoghe, anche lo strumento della pianificazione energetica regionale tra quelli che possono dare un contributo al conseguimento degli obiettivi di adattamento ai cambiamenti climatici.

Il PNACC attribuisce alle Regioni un ruolo fondamentale nella pianificazione e nell'attuazione di misure specifiche, prevedendo che esse si dotino di proprie Strategie e/o di Piani di adattamento e che procedano all'applicazione trasversale di tali misure nella pianificazione territoriale e di settore. A tale proposito si rinvia al sottoparagrafo dedicato alla Strategia Regionale di adattamento ai cambiamenti climatici. L'esigenza dalla quale nasce questo Piano è duplice: da una parte quella di realizzare compiutamente la prima e necessaria azione di sistema dell'adattamento, che è rappresentata dall'istituzione di un'apposita struttura di governance nazionale; dall'altra quella di produrre un documento di indirizzo, finalizzato a porre le basi per una pianificazione di breve e di lungo termine per l'adattamento ai cambiamenti climatici, attraverso la definizione di specifiche misure volte sia al rafforzamento della capacità di adattamento a livello nazionale, attraverso l'aumento e la messa a sistema delle conoscenze, sia allo sviluppo di un contesto organizzativo ottimale; requisiti di base per la definizione di azioni efficaci nel territorio. In conseguenza di tale impostazione, le azioni previste sono di due tipi principali: di tipo sistemico, vale a dire incentrate sulla definizione di una struttura di riferimento, di criteri di governance e sullo sviluppo delle conoscenze; e di indirizzo, cioè di definizione di una cornice di riferimento entro la quale possano svilupparsi la pianificazione e la realizzazione delle azioni di adattamento regionali e locali, definendo un

³¹ I segnali del cambiamento climatico in Italia sono sempre più evidenti: il 2022 è stato l'anno più caldo dal 1961. L'analisi degli estremi mostra un aumento degli indici legati agli estremi di caldo e una riduzione di quelli rappresentativi degli estremi di freddo. Nel 2022 le precipitazioni sono state ben inferiori alla media climatologica, soprattutto durante l'inverno e la primavera nell'Italia centro-settentrionale, con anomalie precipitative superiori a -40% rispetto al periodo 1991-2020; diverse aree del Nord Italia hanno sperimentato condizioni di siccità severa ed estrema.

database di azioni che possono avere effetti positivi rispetto alla finalità del PNACC. In particolare viene individuato esplicitamente, insieme ad altre iniziative analoghe, anche lo strumento della pianificazione energetica regionale tra quelli che possono dare un contributo al conseguimento degli obiettivi di adattamento ai cambiamenti climatici.

La struttura del Piano è articolata in sei parti: il quadro giuridico di riferimento; il quadro climatico nazionale; impatti dei cambiamenti climatici in Italia e vulnerabilità settoriali; misure e azioni; finanziare l'adattamento ai cambiamenti climatici; governance dell'adattamento. Si tratta di una cornice completa che comprende le misure e le azioni necessarie per finanziare l'adattamento ai cambiamenti climatici, oltre alla governance dell'adattamento. Il piano è accompagnato da quattro allegati dedicati alle strategie regionali, a quelle locali, agli impatti e alla vulnerabilità e alle azioni.

In aggiunta al PNACC, sono stati allegati quattro documenti di riferimento che approfondiscono specifici aspetti del piano. Questi includono due documenti per la definizione di strategie e piani regionali e locali di adattamento ai cambiamenti climatici, un documento analitico che riassume il quadro delle conoscenze sugli impatti dei cambiamenti climatici in Italia e un documento focalizzato sulle azioni di adattamento.

Il Piano presenta alcune proiezioni su quello che potrebbe accadere in Italia dal 2036 al 2065 e delinea tre scenari possibili. In uno scenario a elevate emissioni (RCP 8.5) il PNACC prevede, entro il 2100, concentrazioni atmosferiche di CO₂ triplicate o quadruplicate (840-1120 ppm) rispetto ai livelli preindustriali (280 ppm). Lo scenario a elevate emissioni risulta caratterizzato dal verificarsi di un consumo intensivo di combustibili fossili e dalla mancata adozione di qualsiasi politica di mitigazione con un conseguente innalzamento della temperatura globale pari a +4-5 gradi centigradi rispetto ai livelli preindustriali atteso per la fine del secolo.

In uno scenario intermedio (RCP 4.5), che assume la messa in atto di alcune iniziative per controllare le emissioni, sono considerati scenari di stabilizzazione: entro il 2070 le concentrazioni di CO₂ scendono al di sotto dei livelli attuali (400 ppm) e la concentrazione atmosferica si stabilizza, entro la fine del secolo, a circa il doppio dei livelli preindustriali.

In uno scenario di mitigazione aggressiva (RCP 2.6), invece, le emissioni sarebbero dimezzate entro il 2050.

Il piano individua 361 misure da adottare su scala nazionale o regionale, finalizzate a ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici. Le misure riguardano un ampio ventaglio di tematiche: acquacoltura, agricoltura, energia, turismo, foreste, dissesto idrogeologico, desertificazione, ecosistemi acquatici e terrestri, zone costiere, industrie, insediamenti urbani, patrimonio culturale, risorse idriche, pesca, salute e trasporti. Le misure sono differenziate in base all'entità degli interventi richiesti: le azioni "soft" non richiedono interventi strutturali e materiali diretti, le azioni "green" richiedono interventi materiali che intervengano solo sulle risorse naturali già a nostra disposizione, mentre le azioni "grey" prevedono sforzi infrastrutturali come la costruzione di nuovi impianti e infrastrutture.

L'approvazione del PNACC rappresenta un passo significativo verso la costruzione di un futuro più resiliente di fronte alle sfide climatiche incombenti, ponendo le basi per un'azione integrata e tempestiva a tutti i livelli decisionali.

Il Decreto ex art. 20, comma 1, del d. lgs. 8 novembre 2021, n. 199: il Decreto interministeriale 21 giugno 2024 recante “Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili” (cd decreto Aree Idonee)

Il Decreto ministeriale 15 marzo 2012 “Definizione e quantificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome” (cd decreto *burden sharing*) definiva quantificati obiettivi intermedi e finali che ciascuna Regione e Provincia autonoma doveva conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia. Per la Regione del Veneto l'obiettivo da raggiungere

al 2020 era del 10,3% della quota complessiva di energia da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale lordo di energia. Nel 2021 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili in Veneto è risultata pari al 17,7%³².

Il presente documento è stato elaborato quando il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica non aveva ancora formalmente approvato il decreto interministeriale recante “*Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili*” (cd decreto aree idonee) che, in attuazione dell’art. 20 del D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, definisce i criteri per l’identificazione delle aree idonee all’installazione di impianti fotovoltaici e indica la ripartizione regionale della quota di potenza installata da fonti rinnovabili necessaria per raggiungere l’obiettivo nazionale al 2030 fissato nel PNIEC e aggiornato alle recenti modifiche introdotte in sede europea.

L’atto si inserisce nell’ambito delle misure preposte ad accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili. In particolare, per le fonti rinnovabili, l’obiettivo è quello di promuovere un ulteriore sviluppo unitamente alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti.

Il decreto in bozza prevedeva una sezione dedicata alla declinazione, a livello di singole Regioni e Province Autonome, degli obiettivi nazionali di potenza aggiuntiva da FER.

Secondo le anticipazioni fornite dal Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, per portare l’Italia in linea con i più recenti obiettivi UE si stimava che sarebbe stata necessaria l’installazione di una potenza aggiuntiva da fonti rinnovabili pari a circa **80 GW**, maggiore rispetto a quanto previsto dal PNIEC aggiornato a giugno 2023 che prevede una potenza aggiuntiva di 75 GW. L’approccio utilizzato per la ripartizione tra le Regioni e Province autonome degli obiettivi nazionali FER elettriche al 2030, così come proposta, si basa sull’assunzione che l’intero incremento di potenza FER al 2030 sia ascrivibile alle sole fonti eolica e fotovoltaica. Tale ipotesi non avrebbe tuttavia alcun valore prescrittivo, rimanendo nelle facoltà delle Regioni e delle Province autonome la scelta del mix energetico rinnovabile per il raggiungimento dell’obiettivo, secondo un principio di “neutralità tecnologica” che rappresenta un importante elemento di flessibilità per le politiche regionali. Tale flessibilità consente di tenere conto di *trade-off* ambientali, associati alla scelta di una specifica tecnologia FER in luogo di un’altra (si pensi ad esempio all’impatto in termini di occupazione del suolo che è più alto per il fotovoltaico a terra e l’eolico rispetto ad altre fonti rinnovabili) e di operare scelte che vadano nella direzione più confacente al territorio di competenza. Gli obiettivi minimi (intermedi e finali) ipotizzati per il Veneto sono riportati nella seguente tabella congiuntamente a quelli complessivi per l’Italia.

	Anno di riferimento							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Veneto	569	1.052	1.548	2.129	2.813	3.620	4.576	5.763
Italia	9.387	16.263	23.510	31.418	40.586	51.278	63.823	80.001

Tabella 1.6 - Ripartizione regionale ipotizzata dalla bozza del DM Aree idonee per la nuova potenza minima per anno.

Il 2 luglio 2024 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto interministeriale recante “*Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili*” (cd decreto Aree Idonee) che ha definito i criteri per l’identificazione delle aree idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e ha indicato formalmente la ripartizione regionale della quota di potenza installata da FER necessaria per raggiungere l’obiettivo nazionale al 2030 fissato nel PNIEC e aggiornato alle recenti modifiche introdotte in sede europea.

Come già nella sua versione in bozza, anche nella versione definitiva del decreto prevede una sezione dedicata alla declinazione, a livello di singole Regioni e Province Autonome, degli obiettivi nazionali di potenza aggiuntiva da FER in modo da portare l’Italia in linea con i più recenti obiettivi UE, con

³² Fonte GSE: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-regionale/Veneto>.

l'installazione di una potenza aggiuntiva da fonti rinnovabili pari a circa 80 GW rispetto al 31/12/2020 e l'approccio di "neutralità tecnologica" che rappresenta un importante elemento di flessibilità per le politiche regionali.

Gli obiettivi minimi (intermedi e finali) assegnati al Veneto sono riportati nella seguente tabella congiuntamente a quelli complessivi per l'Italia.

	Anno di riferimento									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
Italia	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

Tabella 1.6 - Ripartizione regionale di nuova potenza minima per anno espressa in MW prevista dalla Tabella A del Decreto 21 giugno 2024 "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili"

Il decreto in argomento ha inoltre definito i principi e i criteri generali che le Regioni e le Province autonome dovranno utilizzare nell'ambito delle normative regionali per individuare le aree idonee nel proprio territorio. Fermo quanto previsto dall'art. 5 del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, convertito in legge con modificazioni dalla legge 12 luglio 2024, n. 10, relativamente all'installazione di impianti fotovoltaici in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici³³, le regioni dovranno tener conto dei principi e criteri omogenei elencati al fine di rendere chiara ed evidente la possibile classificazione delle aree, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.

³³ Art. 5. Disposizioni finalizzate a limitare l'uso del suolo agricolo - testo in vigore dal 14 luglio 2024

1. All'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, dopo il comma 1 è aggiunto il seguente: «1-bis. L'installazione degli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra, in zone classificate agricole dai piani urbanistici vigenti, è consentita esclusivamente nelle aree di cui alle lettere a), limitatamente agli interventi per modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione degli impianti già installati, a condizione che non comportino incremento dell'area occupata, c), incluse le cave già oggetto di ripristino ambientale e quelle con piano di coltivazione terminato ancora non ripristinate, nonché le discariche o i lotti di discarica chiusi ovvero ripristinati, c-bis), c-bis.1), e c-ter), numeri 2) e 3), del comma 8 del presente articolo. Il primo periodo non si applica nel caso di progetti che prevedano impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra finalizzati alla costituzione di una comunità energetica rinnovabile ai sensi dell'articolo 31 del presente decreto nonché in caso di progetti attuativi delle altre misure di investimento del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato con decisione del Consiglio ECOFIN del 13 luglio 2021, come modificato con decisione del Consiglio ECOFIN dell'8 dicembre 2023, e del Piano nazionale per gli investimenti complementari al PNRR (PNC) di cui all'articolo 1 del decreto-legge 6 maggio 2021, n. 59, convertito, con modificazioni, dalla legge 1° luglio 2021, n. 101, ovvero di progetti necessari per il conseguimento degli obiettivi del PNRR.».

2. L'articolo 20, comma 1-bis, primo periodo, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, introdotto dal comma 1 del presente articolo, non si applica ai progetti per i quali, alla data di entrata in vigore del presente decreto, sia stata avviata almeno una delle procedure amministrative, comprese quelle di valutazione ambientale, necessarie all'ottenimento dei titoli per la costruzione e l'esercizio degli impianti e delle relative opere connesse ovvero sia stato rilasciato almeno uno dei titoli medesimi.

2-bis. La durata dei contratti, anche preliminari, di concessione del diritto di superficie su terreni ricadenti nelle aree di cui all'articolo 20, comma 1, lettera a), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, per l'installazione e l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili non può essere inferiore a sei anni, decorsi i quali i contratti sono rinnovati per un periodo di ulteriori sei anni. Alla seconda scadenza del contratto, salva diversa pattuizione delle parti, ciascuna parte ha diritto di attivare la procedura per il rinnovo a nuove condizioni o per la rinuncia al rinnovo del contratto, comunicando la propria intenzione con lettera raccomandata da inviare all'altra parte almeno sei mesi prima della scadenza. La parte interpellata deve rispondere a mezzo lettera raccomandata entro sessanta giorni dalla data di ricezione della raccomandata di cui al secondo periodo. In mancanza di risposta o di accordo, il contratto si intende scaduto alla data di cessazione. In mancanza della comunicazione di cui al secondo periodo, il contratto è rinnovato tacitamente alle medesime condizioni. Se le parti hanno determinato una durata inferiore o hanno convenuto il diritto di superficie senza determinazione di tempo, la durata si intende convenuta per sei anni. Le disposizioni del presente comma si applicano anche ai contratti non ancora scaduti, fatta salva la facoltà di recesso da esercitare con le modalità previste dal secondo periodo nel termine di sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto.

2-ter. All'articolo 1 della legge 23 dicembre 2005, n. 266, dopo il comma 423 è inserito il seguente:

«423-bis. Le attività di produzione e cessione di energia elettrica e calorica svolte tramite impianti fotovoltaici con moduli a terra per la parte eccedente il limite di agrarietà previsto dal comma 423, primo periodo, determinano il reddito d'impresa nei modi ordinari».

2-quater. Le disposizioni di cui al comma 2-ter si applicano agli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2025.

Nel dettaglio, per l'individuazione delle aree **idonee** le regioni terranno conto:

a) della massimizzazione delle aree da individuare al fine di agevolare il raggiungimento degli obiettivi assegnati; delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, nonché di aree a destinazione industriale, artigianale, per servizi e logistica, e verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa;

b) della possibilità di classificare le superfici o le aree come idonee differenziandole sulla base della fonte, della taglia e della tipologia di impianto;

c) della possibilità di fare salve le aree idonee di cui all'art. 20, comma 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 vigente alla data di entrata in vigore del decreto Aree Idonee;

Sono considerate **non idonee** le superfici e le aree che sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi dell'art. 10 e dell'art. 136, comma 1, lettere a) e b) del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42. Le regioni possono individuare come non idonee le superfici e le aree che sono ricomprese nel perimetro degli altri beni sottoposti a tutela ai sensi del medesimo decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42. Le regioni possono stabilire una fascia di rispetto dal perimetro dei beni sottoposti a tutela di ampiezza differenziata a seconda della tipologia di impianto, proporzionata al bene oggetto di tutela, fino a un massimo di 7 chilometri. Per i rifacimenti degli impianti in esercizio non sono applicate le norme previste nel precedente periodo. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto dall'art. 12, comma 3 -bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nell'applicazione deve essere temperata la necessità di tutela dei beni con la garanzia di raggiungimento degli obiettivi assegnati.

Come già precisato in sede di documentazione preliminare di Piano, il procedimento di definizione delle aree idonee è formalmente distinto da quello del documento di Piano ma ovviamente deve essere avviato in parallelo, in quanto determinante per gli sviluppi futuri dell'intero assetto energetico regionale.

È previsto il potere sostitutivo statale in caso di mancata adozione della Legge Regionale da effettuarsi entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del DM Aree idonee.

Il contesto regionale

La pianificazione energetica regionale dovrà recepire gli atti comunitari e nazionali, in primis dovrà indicare gli strumenti idonei a raggiungere gli obiettivi fissati nel Decreto sulle Aree Idonee (il cd nuovo *burden sharing*), orientandosi ai documenti strategici e di indirizzo quali il PTE e il PNIEC, quest'ultimo aggiornato a seguito dell'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo *Fit for 55*. In questo contesto il Nuovo Piano Energetico Regionale costituisce lo strumento fondamentale per recepire sul territorio regionale i più recenti indirizzi normativi e darne completa attuazione.

In base a quanto previsto dalla L.R. n. 25/2000 "*Norme per la pianificazione energetica regionale, l'incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*", la Regione del Veneto definisce e monitora le politiche energetiche regionali che confluiscono nel Nuovo Piano Energetico Regionale³⁴. L'attività regionale in materia di energia non si esaurisce con la programmazione

³⁴ Le attività di definizione e monitoraggio delle politiche energetiche regionali e di redazione del nuovo Piano Energetico Regionale sono state avviate con la DGR n. 313 del 29 marzo 2022. Successivamente con la DGR n. 1175 del 27 settembre 2022

del sistema energetico regionale ma comprende diverse altre tematiche trasversali quali la gestione di strumenti incentivanti all'uso razionale di energia e all'utilizzo delle fonti rinnovabili, la promozione del contenimento dei consumi energetici, il coordinamento, la razionalizzazione e lo sviluppo delle infrastrutture e delle reti energetiche nel territorio, la mobilità sostenibile, l'adattamento ai cambiamenti climatici e il contrasto all'inquinamento dell'aria.

Vari sono i soggetti attuatori di Piano. In particolare, un ruolo chiave potrà essere svolto dagli enti e dalle società regionali, che potranno declinare le istanze e le strategie previste nel Piano nell'ambito dei propri settori di attività. Insieme agli operatori del mercato nella gestione della transizione energetica del Veneto tali soggetti potranno contribuire alla promozione di impianti da fonti rinnovabili, alla realizzazione di investimenti in infrastrutture strategiche per l'accumulo energetico e facilitare il raggiungimento degli obiettivi di burden sharing nazionale.

Nei paragrafi seguenti si presenta una sintesi dei principali ambiti di attività regionale in campo energetico.

La Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile

Coerentemente con la SNSvS, che costituisce il quadro di riferimento nazionale per i progetti di pianificazione, programmazione e valutazione di tipo settoriale e territoriale, la Regione del Veneto si è dotata nel luglio 2020 della Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS)³⁵. Tale documento di programmazione regionale definisce il contributo regionale alla realizzazione degli obiettivi della strategia nazionale, assicurando unitarietà all'attività di pianificazione. La SRSvS costituisce un riferimento per istituzioni, comunità territoriali, rappresentanze della società civile, imprese e cittadini al fine di creare una regione più inclusiva, attenta allo sviluppo economico compatibile con l'equilibrio sociale e ambientale. Essa individua sei macroaree strategiche³⁶ a cui sono associate specifiche linee di intervento in cui la Regione, in sinergia con gli altri soggetti pubblici e privati, è chiamata a intensificare il proprio intervento per migliorare la qualità delle politiche per la sostenibilità economica, sociale e ambientale. Per quanto riguarda l'ambito energetico, nella macroarea strategica 5 "Per una riproduzione del capitale naturale" è previsto l'obiettivo "Incentivare l'uso di energie rinnovabili e l'efficientamento energetico".

Nell'ambito della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) del Nuovo Piano Energetico Regionale³⁷, è stata operata una valutazione sulla pertinenza degli indirizzi energetici regionali rispetto agli obiettivi di sostenibilità nazionali e regionali.

La Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC)

Nel 2021 la Giunta regionale ha avviato un percorso finalizzato a definire strategie di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico in grado di orientare positivamente le pianificazioni di settore, l'attività regolamentare e legislativa e l'attività amministrativa della Regione. Ha quindi avuto inizio la predisposizione di studi sugli effetti a scala locale del cambiamento climatico globale (valutazione dei rischi, delle vulnerabilità e degli impatti), sulla pianificazione delle azioni di adattamento,

sono stati adottati il Documento Preliminare e il Rapporto Ambientale Preliminare del Nuovo Piano Energetico Regionale ed è stata avviata la procedura di Valutazione Ambientale Strategica (ai sensi del D.Lgs n. 152/2006).

³⁵ La Strategia regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS) è stata approvata con deliberazione del Consiglio regionale n. 80 del 20 luglio 2020 ed è consultabile al seguente link <https://venetosostenibile.regione.veneto.it/strategia-regionale-srsvs>.

³⁶ Macroarea 1: Per un sistema resiliente, Macroarea 2: Per l'innovazione a 360 gradi, Macroarea 3: Per il ben-essere di comunità e persone, Macroarea 4: Per un territorio attrattivo, Macroarea 5: Per una riproduzione del capitale naturale, Macroarea 6: Per una governance responsabile.

³⁷ Si veda in particolare il Rapporto Ambientale Preliminare del Nuovo Piano Energetico Regionale approvato con DGR n. 1175 del 27 settembre 2022 (allegato B).

sull'individuazione delle priorità di intervento e sul conseguente posizionamento strategico del Governo regionale.

La Strategia andrà a delineare le priorità strategiche per integrare in modo efficace le politiche di adattamento nella pianificazione regionale e locale, adottando un approccio multi-settoriale e multi-livello che intende coinvolgere il mondo produttivo, la ricerca e la società civile per una gestione sinergica degli impatti climatici.

Con la Deliberazione della Giunta regionale n. 459 del 2 maggio 2024 la Regione del Veneto ha adottato il Documento Preliminare della Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici, attualmente sottoposta a consultazione pubblica (prima di proseguire il suo iter di approvazione finale in Consiglio regionale).

Il documento in parola, predisposto con la collaborazione dell'Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto (ARPAV) e delle Università IUAV e Ca' Foscari³⁸, inquadra il contesto normativo di settore a livello europeo e nazionale e riassume il percorso regionale che ha condotto alla redazione della Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici³⁹. Segue una parte dedicata all'analisi del quadro climatico regionale e ad un approfondimento sui fenomeni di cambiamento climatico rilevabili sul territorio regionale nonché sui potenziali impatti e rischi collegati ai cambiamenti climatici sul territorio; si dà anche spazio alla ricognizione degli strumenti di pianificazione regionali per tutti gli aspetti correlati al cambiamento climatico e delle misure regionali di mitigazione e adattamento ai cambiamenti già attive. La rappresentazione dello stato di fatto da un lato rappresenta la base per individuare le azioni di adattamento, dall'altro contribuisce ad aumentare la consapevolezza dell'importanza dei cambiamenti climatici nella collettività.

Nella terza parte del documento vengono identificati gli obiettivi generali e le strategie di intervento da realizzarsi tramite azioni di sistema, individuando le possibili opzioni e le diverse priorità di intervento, dando anche evidenza dei limiti applicazione. Si dà inoltre evidenza del necessario coordinamento della Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici con la Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile.

Nella quarta parte, dopo aver elencato le misure di adattamento più significative, si forniscono indirizzi su come dare attuazione alle misure di adattamento ai cambiamenti climatici all'interno dei piani regionali di settore.

La quinta parte è dedicata al sistema di governance, inteso come elemento chiave per dare attuazione all'intera strategia e per la realizzazione delle azioni previste che dovranno trovare attuazione tramite i piani settoriali. Attraverso la costituzione di una specifica Cabina di regia regionale per l'adattamento ai cambiamenti climatici, costituita con la Deliberazione di Giunta regionale n. 771 del 27 giugno 2023 e presieduta dal Presidente della Giunta regionale, è stata promossa un'attività di confronto tra le strutture regionali per un approfondimento delle attività di competenza regionale collegate al tema dell'adattamento ai cambiamenti climatici. Un adeguato livello di consapevolezza delle strutture regionali rispetto al tema dei cambiamenti climatici e all'adattamento appare infatti condizione necessaria per definire una strategia regionale di adattamento radicata su conoscenze e obiettivi condivisi.

³⁸ La collaborazione tra Regione, ARPAV e Istituti universitari, ha portato alla predisposizione di 5 Rapporti tecnici, già consultabili sul sito web istituzionale della Giunta regionale, che rappresentano il contesto e le basi scientifiche su cui si fonda il Documento Preliminare della Strategia e che riguardano: rapporto n. 1: Clima e cambiamenti climatici in Veneto; rapporto n. 2: Ricognizione degli strumenti di pianificazione regionale; rapporto n. 3: Ricognizione degli strumenti di pianificazione comunale; rapporto n. 4: Sviluppo di un indice di rischio climatico relativo alla scala regionale; rapporto n. 5: Gli impatti socio-economici dei cambiamenti climatici in Veneto.

³⁹ Con il Documento di Economia e Finanza Regionale per il triennio 2022-24, approvato con Deliberazione del Consiglio regionale n. 143 del 30 novembre 2021, è stata prevista la predisposizione e successiva approvazione di una Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC) in Veneto; i successivi Documenti di Economia e Finanza Regionale relativi ai periodi 2023-24 e 2024-26 hanno confermato questa previsione.

La sesta parte è dedicata al monitoraggio e al reporting: vengono identificati indicatori e target tecnici e di monitoraggio delle azioni definite dalla strategia.

Il Piano Energetico Regionale - Fonti Rinnovabili - Risparmio Energetico - Efficienza Energetica (PERFER)

Il “Piano energetico regionale - Fonti rinnovabili, risparmio energetico ed efficienza energetica” (PERFER) è stato adottato con la Deliberazione del Consiglio Regionale n. 6 del 9 febbraio 2017⁴⁰, dopo un iter procedurale avviato nel 2012. Tale Piano definisce l’incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili necessario per raggiungere il target regionale di *burden sharing* previsto dal D.M. 15 marzo 2012, descrivendo l’assetto energetico regionale e le potenzialità energetiche regionali al 2020 derivanti dallo sviluppo delle fonti rinnovabili e da interventi di risparmio ed efficienza energetici.

Accanto all’obiettivo di *burden sharing* (incidenza delle fonti rinnovabili sui consumi finali lordi di energia) sono stati individuati 2 sub-obiettivi: obiettivo di risparmio-efficienza energetica e obiettivo del settore dei trasporti. Il documento delinea inoltre 3 scenari di sviluppo (minimo-intermedio-massimo) e identifica le aree di intervento, le misure di attuazione nonché il sistema di monitoraggio.

Come anticipato nel paragrafo dedicato al nuovo decreto sulle aree idonee, il Veneto ha ampiamente superato l’obiettivo assegnato al 2020 (10,3%), raggiungendo nel 2020 una quota complessiva di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale lordo di energia pari al 18,7% (nel 2021 tale quota è risultata pari al 17,7%).

Il Piano di Gestione Acque 2021-2027 e il Piano Regionale di Tutela delle Acque

Gli obiettivi della Direttiva 2000/60/CE - Direttiva quadro per l’azione comunitaria in materia di acque - sono finalizzati a impedire il deterioramento dello stato dei corpi idrici dell’Unione europea (Unione) e conseguire un «buono stato» dei fiumi, dei laghi e delle acque sotterranee in Europa. A norma della Direttiva 2000/60/CE e della norma italiana di recepimento (D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152) il Piano di Gestione delle Acque 2021-2027 dell’Autorità di Bacino Alpi Orientali rappresenta lo strumento operativo di programmazione, attuazione e monitoraggio delle misure per la protezione, il risanamento e il miglioramento dei corpi idrici superficiali e sotterranei.

Il Piano in argomento stabilisce una condizione ambientale (stato o potenziale ecologico, stato chimico o stato quantitativo) e uno specifico obiettivo per ogni corpo idrico. Per i corpi idrici che si trovano nello stato ambientale buono o elevato l’obiettivo consiste nel mantenimento, nella durata temporale del terzo ciclo di pianificazione (2022-2027) dell’attuale stato ambientale, coerentemente col principio di non deterioramento sancito dalla Direttiva Quadro Acque. Per i corpi idrici che si trovano nello stato ambientale inferiore al buono il Piano stabilisce che:

- è possibile accordare ulteriori proroghe ex art 4.4 oltre la scadenza del terzo ciclo di pianificazione solo nei casi in cui le condizioni naturali non consentano di conseguire gli obiettivi entro tale periodo;
- gli obiettivi ambientali meno rigorosi (cioè le cosiddette “deroghe”) eventualmente già accordati nei precedenti piani di gestione devono comunque essere rivisti e riconsiderati (art. 4, comma 5, punto d)).

⁴⁰ <https://bur.regione.veneto.it/BurvServices/pubblica/SommarioSingoloBur.aspx?num=20&date=21/02/2017>.

Il Piano di Gestione, al fine di mantenere o raggiungere l'obiettivo del non deterioramento, prevede le seguenti misure:

- re-iterazione delle misure di tutela dei corpi idrici in relazione ai prelievi per l'uso idroelettrico;
- aggiornamento della "Direttiva Derivazioni.

Nel rispetto di quanto sopra esposto le azioni che si possono attuare nei corpi idrici, previste dal Nuovo Piano Energetico Regionale – NPER, dovranno essere coerenti con il Piano di Gestione delle Acque 2021-2027. Anche l'aggiornamento del Piano Regionale di Tutela delle Acque⁴¹, avviato con deliberazione della Giunta Regionale n. 1690 del 30/12/2022 e non ancora concluso, sarà coerente con gli obiettivi e la disciplina del Piano di Gestione delle Acque 2021-2027.

Le comunità energetiche rinnovabili sul territorio regionale

Le comunità energetiche rinnovabili e in generale l'autoconsumo diffuso, sono uno strumento fondamentale per garantire al Paese una transizione energetica orientata alla decarbonizzazione dei consumi e all'indipendenza energetica.

Il tema dell'autoproduzione è oggi al centro dell'interesse generale per le opportunità che si stanno aprendo con l'innovazione della gestione energetica, anche in considerazione delle possibilità di risparmio. L'autoconsumo può contribuire a ridurre i consumi energetici e, in questo senso, può essere un valido strumento per contrastare il fenomeno crescente della povertà energetica.

Il punto di partenza del processo di costituzione delle comunità energetiche è rappresentato dalla Direttiva n. 2001 del 11/12/2018 (RED II) che prevede tra le varie misure in materia di sostenibilità energetica anche il sostegno finanziario alla produzione e l'autoconsumo di energia elettrica da fonti rinnovabili. Le nuove configurazioni (comunità energetiche e gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente) sono state definitivamente introdotte nell'ordinamento nazionale con il D. Lgs 199/2021 che definisce strumenti, incentivi, quadro istituzionale, finanziario e giuridico.

L'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili, basata sull'integrazione della domanda e della produzione di energia elettrica secondo un percorso "bottom-up", può essere competitiva e rappresenta un'opportunità di sviluppo locale in chiave di sostenibilità economica, ambientale e di economia circolare. Le comunità energetiche rappresentano anche per il Veneto un modello innovativo di approvvigionamento, distribuzione e consumo di energia con l'obiettivo di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, l'efficientamento e la riduzione dei consumi energetici. Le nuove configurazioni, basate sul concetto di condivisione dell'energia prodotta e consumata, possano contribuire alla sostituzione delle fonti fossili con le fonti rinnovabili, a contrastare efficacemente la povertà energetica e lo spopolamento delle aree montane ed interne, favorendo altresì dinamiche di inclusione e solidarietà sociale. Il sistema energetico regionale del futuro si baserà anche sul concetto di autoconsumo diffuso e sullo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili.

Con la Legge regionale n. 16 del 5 luglio 2022 *"Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche rinnovabili e di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente sul territorio regionale"*, la Regione del Veneto ha riconosciuto l'autoconsumo quale uno dei pilastri di un sistema energetico resiliente e mutualistico, nuovo nucleo di sostenibilità energetica locale, strumento di

⁴¹ Attraverso il Piano di Tutela delle Acque, la Regione Veneto individua strumenti per la protezione e la conservazione della risorsa idrica, in applicazione del Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e successive modificazioni, art. 121, e in conformità agli obiettivi e alle priorità d'intervento formulati dalle Autorità di bacino distrettuali delle Alpi Orientali e del fiume Po, nei rispettivi Piani di Gestione delle Acque.

Il Piano di Tutela delle Acque stabilisce disposizioni per la protezione e il risanamento dei corpi idrici superficiali e sotterranei e l'uso sostenibile dell'acqua, individuando misure di tutela qualitativa e quantitativa della risorsa idrica, che garantiscano anche la naturale autodepurazione dei corpi idrici e la loro capacità di sostenere comunità animali e vegetali ampie e ben diversificate.

rafforzamento dell'utilizzo e dell'accettabilità delle fonti rinnovabili nel sistema veneto di produzione di energia. La citata legge stanziava fondi per attività di diffusione, promozione, facilitazione e realizzazione delle comunità energetiche rinnovabili (CER) e dei gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente sul territorio regionale (AERAC) comprese le attività di realizzazione di infrastrutture materiali e immateriali necessarie al loro funzionamento.

La Regione intende finanziare la diffusione delle CER e degli AERAC sia con i fondi regionali stanziati dalla legge regionale n. 16/2022 sia con le risorse dedicate dal PR VENETO FESR 2021-27 che prevede un'azione specifica dedicata (azione 2.2.1 "Comunità Energetiche")⁴².

In attuazione dell'art. 3 della legge regionale è stato istituito il Tavolo tecnico per la riduzione dei consumi energetici⁴³ con il mandato di coinvolgere il territorio e i principali portatori di interesse (stakeholders) nella programmazione energetica in generale e delle attività finalizzate alla diffusione delle CER in particolare. Il tavolo ha una funzione consultiva e ha il compito di monitorare le attività e i fabbisogni del territorio, di diffondere le buone pratiche, di individuare le modalità per una gestione più efficiente delle reti energetiche e di valutare le misure di contrasto alla povertà energetica.

In attesa del completamento del quadro normativo nazionale, già a partire dal 2022 la Regione ha avviato una fase informativa e di promozione consistente da un lato nella definizione di un piano di comunicazione integrato, dell'immagine coordinata e di un portale web dedicato, dall'altro in una serie di eventi informativi e formativi sul territorio, finalizzati a diffondere la conoscenza delle nuove configurazioni di autoconsumo, delle modalità di costituzione, dei meccanismi di funzionamento, delle misure incentivanti e delle relative potenzialità. La risposta del territorio a questa fase preliminare ha confermato l'interesse diffuso sul tema dell'autoconsumo da parte sia degli enti locali, che avranno un ruolo di primo piano nella fase costitutiva delle comunità, sia degli operatori economici e dei privati.

Allo scopo di fornire una prima risposta ai numerosi soggetti potenzialmente interessati, la Regione ha approvato un bando di finanziamento appositamente dedicato a sostenere lo sviluppo e la costituzione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Tale bando, approvato con DGR n. 1568 del 12 dicembre 2023, finanziato nell'ambito del PR Veneto FESR 2021-2027, Priorità 2 OS 2.2 Azione 2.2.1 "Comunità Energetiche"⁴⁴, prevede lo stanziamento di 1 milione di euro con l'obiettivo di promuovere la costituzione delle CER a riprova dell'interesse e dell'impegno profuso dall'Amministrazione regionale a sostegno di tutti gli attori coinvolti affinché possano essere adeguatamente supportati nel processo di decarbonizzazione. seguiranno infatti ulteriori iniziative per supportare la diffusione delle CER anche mediante il finanziamento degli impianti fotovoltaici condivisi in una comunità energetica.

Secondo i dati forniti da G.S.E. S.p.A., aggiornati a dicembre 2023, le installazioni realizzate e riconosciute in Veneto sono solo 21 (6 CER e 15 AERAC) ma a seguito del completamento del quadro regolatorio a livello nazionale conclusosi nei primi mesi del 2024⁴⁵, si attende una rapida e capillare

⁴² La transizione energetica regionale è sostenuta da ulteriori iniziative previste nell'ambito della Programmazione PR Veneto FESR 2021-2027 quali l'azione 2.1.2 dedicata all'efficientamento energetico delle imprese, l'azione 2.2.3 dedicata alla produzione di idrogeno verde e l'azione 2.2.2 dedicata alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento. A titolo informativo si ricorda inoltre che anche il PNRR stanziava risorse a favore delle Comunità energetiche (bando di 2.2 miliardi destinato ai comuni con meno di cinquemila abitanti).

⁴³ Il Tavolo tecnico è composto dai principali soggetti nazionali attivi nel settore energetico (GSE SpA, RSE SpA, ENEA, ARERA, Terna SpA), dalle associazioni rappresentative del territorio, delle Università e delle associazioni maggiormente rappresentative a livello regionale per i settori di industria, artigianato, agricoltura, commercio e del settore cooperativo, delle professioni intellettuali in ambito tecnico e dei distributori di energia.

⁴⁴ La dotazione finanziaria complessiva dell'azione 2.2.1 è pari a 10 milioni di euro.

⁴⁵ Nel mese di novembre 2023 la Commissione europea ha dato il via libera al decreto sull'incentivazione alla diffusione dell'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili. Tale decreto (Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414 noto come Decreto CACER) è entrato in vigore il 24 gennaio 2024. In data 23 febbraio 2024 sono state pubblicate le Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR, messe a punto dal GSE SPA e approvate con decreto direttoriale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica. Di fatto con la pubblicazione delle regole operative che disciplinano le modalità e le tempistiche per ottenere i benefici economici previsti dal decreto di incentivazione delle CER e che forniscono indicazioni pratiche per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo

diffusione sul territorio delle configurazioni di autoconsumo, destinate a diventare uno dei pilastri delle politiche energetiche e di sostenibilità regionali.

La definizione delle aree idonee

Nell'ambito delle attività regionali in materia energetica la definizione delle aree idonee ad ospitare gli impianti alimentati a fonti rinnovabili assume una rilevanza strategica.

Il decreto legislativo n. 199 dell'8 novembre 2021, che dà attuazione alla direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (cd RED II), prevede all'art. 20 che queste aree siano individuate con legge dalle regioni sulla base di principi e criteri stabiliti dal Ministero della Transizione Ecologica attraverso uno o più decreti, di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata.

Come già anticipato in sede di documento preliminare di Piano e nei paragrafi precedenti, il procedimento di definizione delle aree idonee è formalmente distinto da quello del Nuovo Piano Energetico Regionale, ma ovviamente deve essere avviato in parallelo, in quanto determinante per gli sviluppi futuri dell'intero assetto energetico regionale⁴⁶.

Con la legge regionale n. 17 del 19 luglio 2022 *“Norme per la disciplina per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra”*⁴⁷, la Regione del Veneto ha individuato le condizioni che consentono di integrare la produzione di energia rinnovabile con le caratteristiche ambientali e di ecosistema, con il patrimonio storico-architettonico ed in particolare, con i profili di qualità e distintività delle pratiche agricole del territorio. Nello specifico con la legge regionale, al fine di preservare il suolo agricolo quale risorsa limitata e non rinnovabile, sono state individuate aree con indicatori di presuntiva non idoneità nonché aree con indicatori di idoneità alla realizzazione di impianti fotovoltaici. All'individuazione si è giunti attraverso un contemperamento degli interessi coinvolti dalla realizzazione degli impianti con i valori di tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico-artistico, delle tradizioni agroalimentari locali e della biodiversità.

L'art. 3 della legge individua gli “indicatori di presuntiva non idoneità” delle aree utilizzabili per la realizzazione degli impianti, distinguendo 3 macro aree di tutela: il patrimonio storico-architettonico e del paesaggio, l'ambiente e l'agricoltura. Costituiscono indicatori di presuntiva non idoneità le aree particolarmente vulnerabili alle trasformazioni territoriali e del paesaggio, come le zone facenti parte del Patrimonio storico-architettonico tutelate dall'UNESCO, i luoghi riconosciuti a livello nazionale per la loro attrattività turistica, i paesaggi rurali storici e le colline terrazzate destinate alla coltivazione di vigneti e oliveti. Nell'elenco degli indicatori di presuntiva non idoneità sono comprese anche le zone destinate alla conservazione della biodiversità e alla protezione del ripopolamento degli animali, le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico, i geositi e i terreni agricoli in cui vengono coltivati prodotti agroalimentari certificati (es. produzioni DOP, IGP, DOC, DOCG).

L'art. 7 individua le aree con indicatori di idoneità: risultano potenzialmente idonee le aree a destinazione industriale, artigianale, per servizi e logistica; i terreni agricoli abbandonati o incolti, che non siano stati destinati a uso produttivo da almeno cinque annate agrarie; le superfici di tutte le strutture edificate, ivi compresi capannoni industriali e parcheggi; le aree interessate da discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati, da miniere, cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento; le aree già interessate

PNRR, il quadro regolatorio per lo sviluppo e la diffusione delle CER sul territorio nazionale può dirsi completato. Si attende ora la messa in funzione dei portali curati dal GSE attraverso i quali sarà possibile presentare le richieste di incentivazione.

⁴⁶ La direttiva (UE) 2023/2413, articolo 1, tra le modifiche della direttiva (UE) 2018/2001 introduce l'articolo 15-ter “Mappatura delle zone necessarie per i contributi nazionali all'obiettivo complessivo dell'Unione di energia rinnovabile per il 2030” e l'articolo 15-quater “Zone di accelerazione per le energie rinnovabili”.

⁴⁷ La legge è pubblicata nel Bollettino Ufficiale n. 86 del 22/07/2022 ed è consultabile a questo link <https://bur.regione.veneto.it/BurVServices/Pubblica/DettaglioLegge.aspx?id=481082>.

da processi di urbanizzazione o dalla realizzazione di opere pubbliche o di attrezzature o impianti di interesse pubblico, nonché le relative aree di pertinenza e di rispetto; i siti ove sono già installati impianti della stessa tipologia e in cui vengono realizzati interventi di modifica che non aumentano l'area perimetrale dell'impianto, o comunque qualificabili come non sostanziali.

Spetta alla Regione il compito di monitorare l'attuazione della legge e di verificare i risultati ottenuti, anche con riferimento agli obiettivi di decarbonizzazione e di incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili. La Regione sarà inoltre chiamata a valutare la compatibilità della legge attuale con le disposizioni contenute nel nuovo Decreto interministeriale sulle Aree Idonee e dalla normativa statale intervenuta (si pensi all'art. 5 del D.L. 63/2024 in tema di limitazione dell'uso del suolo agricolo così come convertito dalla Legge 12 luglio 2024, n. 101) e, eventualmente, ad apportare le modifiche necessarie, se del caso, tramite l'approvazione di una nuova legge in materia.

Nell'ambito delle misure per la sicurezza energetica e la promozione delle fonti rinnovabili introdotte con il Decreto Legge 9 dicembre 2023, n. 181⁴⁸ convertito con modificazioni dalla L. 2 febbraio 2024, n. 11, è previsto un apposito fondo da ripartire tra le regioni per l'adozione di misure per la decarbonizzazione, la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio, l'accelerazione e la digitalizzazione degli iter autorizzativi degli impianti e delle infrastrutture di rete (art. 4). In particolare tale fondo intende incentivare le regioni ad ospitare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili attraverso misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale.

Le modalità e i criteri per la ripartizione delle risorse tra le regioni saranno stabiliti con decreto del MASE d'intesa con la Conferenza Unificata e terranno conto in via prioritaria del livello di conseguimento degli obiettivi annui di potenza installata determinati ai sensi dell'art. 20 co. 2 del D.Lgs. n. 199/2021, nonché dell'impatto ambientale e del grado di concentrazione territoriale degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Per l'anno 2024 il fondo sarà ripartito tra le regioni che provvedono con legge all'individuazione delle aree idonee entro i termini previsti dall'art. 20 co. 4 del D.Lgs. n. 199/2021.

Il fondo è alimentato da una quota dei proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, nel limite di 200 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2024 al 2032.

Il Patto dei Sindaci

In concomitanza con l'entrata in vigore del pacchetto Clima ed Energia (2009), con il quale l'Unione Europea ha stabilito gli obiettivi da raggiungere entro il 2020 (ridurre del 20% le emissioni di gas serra, portare al 20% il risparmio energetico ed aumentare al 20% la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili), la Commissione europea ha lanciato l'iniziativa "Patto dei Sindaci" (*Covenant of Mayors*) per promuovere e supportare gli sforzi degli enti locali nell'implementazione di politiche energetiche sostenibili⁴⁹.

L'iniziativa nasce dalla consapevolezza che l'80% dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ è associato alle attività urbane. Gli attori locali e regionali rivestono quindi un ruolo chiave ai fini del perseguimento degli obiettivi europei in materia di clima ed energia. In questo senso il Patto dei Sindaci rappresenta la prima e più ambiziosa iniziativa europea rivolta direttamente agli enti locali affinché essi

⁴⁸ Decreto Legge 9 dicembre 2023, n. 181 "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", convertito con modificazioni dalla L. 2 febbraio 2024, n. 11.

⁴⁹ Il Patto è stato rinnovato nel 2015 a seguito dei nuovi obiettivi fissati al 2030: ridurre del 40% le emissioni di gas serra e adottare un approccio congiunto all'integrazione di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici. Nel 2021 il Patto è stato nuovamente aggiornato con l'ambizione di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e con l'implementazione del pilastro sulla povertà energetica che affianca i pilastri sulla mitigazione e sull'adattamento.

svolgano un ruolo di rilievo nella lotta contro il riscaldamento globale. Tutti i firmatari del Patto assumono l'impegno volontario e unilaterale di implementare gli obiettivi comunitari su clima ed energia.

I firmatari del Patto al fine di tradurre il loro impegno politico in misure e progetti pratici, si impegnano a presentare, entro due anni dalla data di adesione, un Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) che indichi le azioni chiave che intendono intraprendere. Il piano contiene un inventario di base delle emissioni per monitorare le azioni di mitigazione e la valutazione di vulnerabilità e dei rischi climatici. La strategia di adattamento può essere parte del PAESC oppure essere sviluppata e integrata in un documento di pianificazione separato.

Oltre alla riduzione delle emissioni e all'accelerazione della decarbonizzazione, il Patto mira a rafforzare la capacità di adattamento agli inevitabili effetti dei cambiamenti climatici e garantire ai cittadini l'accesso a un'energia sicura, sostenibile ed alla portata di tutti (tema della povertà energetica).

L'iniziativa ha riscontrato un notevole successo in termini di adesioni (in modo particolare in Italia) aumentando la sensibilità sulla questione climatica. Ve detto però che numerosi comuni, soprattutto quelli di piccole dimensioni, hanno riscontrato una serie di difficoltà sia finanziarie che tecniche che hanno ostacolato la fattiva partecipazione all'iniziativa. Lo dimostra il fatto che a fronte di un alto numero di firmatari solo una quota minoritaria dà seguito agli impegni presi e monitora le azioni di implementazione.

La Regione del Veneto ha aderito al "Patto dei Sindaci" in qualità di struttura di supporto per i comuni del Veneto fin dal 2012. Nel 2016 ha sottoscritto la Dichiarazione di impegno come Coordinatore Territoriale del "Nuovo Patto dei Sindaci per il clima e l'energia" con l'intento di coinvolgere le comunità locali nella realizzazione di iniziative per la riduzione delle emissioni di CO₂ e per l'adattamento ai cambiamenti climatici. In qualità di coordinatore territoriale, la Regione è chiamata a promuovere l'adesione al Patto, ad assistere i firmatari nel perseguimento dei loro obiettivi, ad offrire ai firmatari consulenza strategica nonché assistenza tecnico-finanziaria in forma di supporto finanziario diretto (sovvenzioni, sussidi, ecc.) o attraverso personale adibito al supporto tecnico per la preparazione, l'implementazione e il monitoraggio dei PAESC.

L'attività regionale è stata inizialmente orientata a fornire un qualificato supporto alla redazione dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) e ha contribuito a raggiungere un numero considerevole di adesioni da parte dei comuni del Veneto (466 comuni aderenti su 563 comuni totali corrispondente al 83% dei comuni con il coinvolgimento del 93% della popolazione regionale).

In concomitanza con l'avvio dei lavori per la definizione ed il monitoraggio delle politiche energetiche regionali e la redazione del Nuovo Piano Energetico Regionale, la Regione ha ritenuto opportuno dare nuovo slancio all'iniziativa in parola, anche in chiave di pianificazione energetica. In questo senso è stato avviato un percorso di iniziative che, a partire dal rilevamento dei fabbisogni e delle potenzialità regionali nel campo dello sviluppo delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e del risparmio energetico, porti allo sviluppo e messa a disposizione di servizi e strumenti in favore dei soggetti aderenti, nonché alla valutazione di opportunità di integrazione dei "Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima" (PAESC), intesi come strumenti di attuazione della nuova pianificazione energetica regionale sul territorio. L'impegno dell'Amministrazione da un lato mira a supportare le realtà territoriali che, pur avendo la volontà politica di aderire all'iniziativa, non sono dotate di un apparato amministrativo adeguato alla concreta realizzazione degli impegni derivanti dall'adesione, dall'altro, considera il Patto come un modello di governance multilivello/bottom-up funzionale alla programmazione e all'attuazione delle strategie energetiche regionali sul territorio, oltre che come strumento di concertazione con gli stakeholder sulle tematiche ambientali ed energetiche.

La progettazione partecipata di interventi sulla rete di trasmissione nazionale del Veneto

Con la DGR n. 2055 del 28 dicembre 2018 è stato approvato il testo dello schema di Protocollo d'intesa tra la Regione del Veneto e la Società Terna S.p.A., sottoscritto in data 21 gennaio 2019.

Tale Protocollo, in continuità a quello approvato con DGR 752/2016, si prefigge l'obiettivo di facilitare lo sviluppo efficiente delle infrastrutture per la produzione e la trasmissione dell'energia elettrica, ambientalmente sostenibile, anche mediante la risoluzione di alcune rilevanti situazioni critiche sulla rete di Trasmissione Nazionale del Veneto, nonché favorire il rilancio economico e sociale dei territori colpiti dagli eventi atmosferici eccezionali di ottobre-novembre 2018 attraverso la ricostruzione e lo sviluppo delle infrastrutture elettriche sul territorio.

Nell'ambito di tale accordo è stato formalizzato il processo di *“progettazione partecipata”*: l'Amministrazione e Terna SpA si sono impegnati infatti ad adottare le più avanzate modalità di collaborazione, che prevedono una stretta e piena partecipazione delle Amministrazioni locali e della popolazione nella definizione delle azioni e degli interventi necessari sui vari territori.

Il Protocollo prevede inoltre che vengano messi in atto i più moderni processi di progettazione partecipata e di stakeholder engagement, con l'attivazione di tavoli tecnici con gli uffici regionali, provinciali e comunali, nonché con gli Enti con competenze ambientali che a diverso titolo sono chiamati ad esprimersi nell'ambito dei procedimenti autorizzativi; in tale contesto si ricorda anche il coinvolgimento di Terna S.p.A. nell'ambito degli interventi previsti dall'Accordo di Programma per la Gestione dei sedimenti di dragaggio dei canali di grande navigazione e la riqualificazione ambientale, paesaggistica, idraulica e viabilistica dell'area di Venezia – Malcontenta – Marghera, cosiddetto *“Accordo di Programma Moranzani”*.

L'attività del Protocollo ha durata di 5 anni rinnovabili, previo consenso delle parti in una logica di impegno congiunto che si intende proseguire.

A tale attività qualificabile come strategica, si affiancano le valutazioni sottese all'espressione del parere di competenza dell'Amministrazione regionale nell'ambito del procedimento di approvazione dei *“Piani di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale”*, predisposti da Terna S.p.A., ai sensi dell'art. 1-ter del D.L. 29 agosto 2003, n. 239, dell'art. 9 del D.M. 15 dicembre 2010 e dell'art. 36 del D.lgs. del 01 giugno 2011 n. 93.

I Piani in argomento descrivono gli obiettivi e i criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete elettrica di trasmissione nazionale, nel contesto nazionale ed europeo. Nel documento sono definite le priorità di intervento e i risultati attesi dopo le analisi effettuate negli scenari energetici di riferimento e con l'attuazione del piano stesso.

Con l'espressione del parere sopra riportato, l'Amministrazione regionale esprime in termini generali un giudizio sugli aspetti programmatici contenuti nella pianificazione proposta da Terna S.p.A., riservandosi di valutare i relativi progetti definitivi quando saranno presentati al Ministero competente per la loro autorizzazione in sede di Conferenza di servizi, alla conclusione della quale sarà valutata l'opportunità dell'espressione dell'Intesa, ai sensi dell'art. 1-sexies del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 e ss.mm.ii., necessaria ai fini del rilascio dell'autorizzazione unica, da parte del Ministero della Transizione Ecologica, alla costruzione ed all'esercizio delle opere.

Nel Piano di Sviluppo 2023 della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale, sul quale l'Amministrazione ha già fornito il parere di competenza al MASE, nella sezione *“Documenti di avanzamento degli interventi previsti nei Piani di Sviluppo precedenti”* riepiloga gli interventi riassunti nella tabella a seguire.

Schede interventi Pianificati Area Nord Est	
razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	stazione 380 kV Dugale
elettrodotto 220 kV interconnessione Italia – Austria	elettrodotto 380 kV Venezia nord – Salgareda
stazione 380 kV Volpago	riassetto rete ad ovest di Padova
riassetto rete alto bellunese (che interessa anche il Trentino Alto Adige)	riassetto rete area di Abano

razionalizzazione rete Media Valle del Piave	razionalizzazione rete AT Verona
potenziamento rete AT area Rovigo	razionalizzazione rete AT in provincia di Venezia
stazione 380 kV Sandrigo	riassetto rete nell'area della stazione Cavilla
stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	incremento magliatura se 220 kV Conegliano
Schede Area Nord Est degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e S.M.I	
incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i	

Venezia capitale mondiale della sostenibilità ed altre iniziative territoriali

Come previsto all'articolo 1 della Legge Regionale n. 34 del 15 dicembre 2021 avente ad oggetto "Collegato alla legge di stabilità regionale 2022", il progetto "Venezia Capitale Mondiale della Sostenibilità" nasce con la finalità di promuovere la realizzazione di un adeguato modello ambientale, economico, sociale e urbanistico per lo sviluppo sostenibile del Comune di Venezia e della Laguna Veneta.

I temi chiave rilevanti per lo sviluppo sostenibile della fondazione sono principalmente 9:

01. Idrogeno
02. Transizione Energetica ed Ambiente
03. Venezia Città Campus
04. Residenzialità
05. Turismo Sostenibile
06. Acceleratore VeniSIA
07. Inclusione Sociale
08. Cultura della Legalità
09. Produzioni Culturali ed Innovazione.

Circa il primo punto, uno degli obiettivi della Fondazione "Venezia capitale mondiale della sostenibilità" è proprio la creazione di un polo dell'idrogeno a Porto Marghera. In tale area sono disponibili 3.690 ettari di area industriale, dei quali circa 2.250 all'interno della zona industriale - portuale, con più di 1.300 ettari destinati all'industria. Si tratta di un'area che ospita infrastrutture importanti: circa 350 ettari sono occupati da canali navigabili e bacini, 130 sono riservati al porto commerciale ed il restante suolo occupato da infrastrutture stradali, ferroviarie, servizi, ecc. (40 km di strade interne, 135 km di binari ferroviari, 18 km di canali portuali). A partire da Venezia, si possono individuare altri distretti/filiere su tutto il territorio regionale ove realizzare le applicazioni in argomento fino alla creazione di una vera e propria filiera regionale dell'idrogeno. La Regione ha inoltre manifestato interesse per la selezione di proposte per la realizzazione di siti di produzione di idrogeno verde in aree industriali dismesse, a valere sui fondi PNRR.

Il progetto in argomento si coordina quindi con le varie iniziative del territorio sui temi di intervento citati, in un contesto locale da sempre molto vivace ed interessato ai temi della sostenibilità. L'area di Porto Marghera è infatti oggetto anche del Memorandum di intesa siglato nel 2021 tra Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Settentrionale (ADSPMAS) e Gruppo Sapio con Hydrogen Park. La collaborazione è stata avviata su due ambiti specifici: la realizzazione di un centro di produzione di idrogeno e stazione di rifornimento stradale nell'area portuale di Porto Marghera e lo sviluppo di un sistema di distribuzione innovativo di ammoniaca verde dal quale derivare l'approvvigionamento di idrogeno verde, azzerando le emissioni di anidride carbonica.

L'interesse delle imprese, non solo dei colossi energetici, e del mondo accademico verso "Venezia Capitale Mondiale della Sostenibilità" è molto alto.

Nell'ambito delle attività programmate dalla Fondazione "Venezia Capitale Mondiale della Sostenibilità", si ricordano inoltre quelle riconducibili al cosiddetto "Cantiere tematico Ambiente e Transizione Energetica".

Per il raggiungimento di dette finalità, viene posta particolare attenzione all’attuazione di una serie di strumenti, tra i quali rivestono particolare importanza quelli riconducibili alla transizione energetica ed ambientale verso forme di utilizzo di risorse e fonti di energia rinnovabili o naturali compatibili con la tutela dell’ambiente e la progressiva decarbonizzazione (compresi l’idrogeno, il biometano e il bio-LNG), che includono, senza limitazione, la decarbonizzazione del sistema produttivo, della logistica e dei trasporti; interventi di mobilità sostenibile; attività di efficienza energetica nei processi industriali e nel settore edilizio e del riscaldamento, pubblico e privato.

Nel corso degli anni 2022 e 2023 la Fondazione ha intrapreso varie attività tra cui la realizzazione dei cantieri 1-H2 (Idrogeno) e 2-TEA (Transizione Energetica e Ambiente, entrambi con il coordinamento della Regione del Veneto, e inoltre, dei cantieri 3-VCC (Venezia Città Campus e 6-AVI (Acceleratore VeniSIA e innovazione, con il coordinamento dell’Università Ca’ Foscari. In particolare, tenuto conto della sua ampiezza tematica e per meglio focalizzarne le attività, il cantiere 2-TEA è stato riorganizzato in 3 sotto cantieri: 2a-TEA: Economia Circolare e Protezione dell’Ambiente, 2b-TEA: Efficientamento Energetico e Energie Rinnovabili e 2c-TEA: Mobilità e Infrastrutture Sostenibili.

Nel corso del 2023 sono stati avviati anche 3 progetti “trasversali” lanciati nel 2022.

Il primo progetto denominato Cantiere Zero prevede la costruzione di uno scenario-obiettivo condiviso della sostenibilità integrata (ambientale, economica, sociale, culturale) della Venezia metropolitana quale mappa di trasformazione di Venezia e del suo territorio.

Il secondo progetto, prevede grazie alla competenza tecnica espressa dal Dipartimento di Economia dell’Università Ca’ Foscari Venezia e dal suo spin-off KnowShape, la realizzazione di un protocollo operativo per la selezione di progetti promossi dalla Fondazione eleggibili al finanziamento tramite bond sostenibili.

Il terzo progetto si è concretizzato, a giugno 2023, con la realizzazione della prima edizione della Biennale della Sostenibilità (BS), che prevede un programma di eventi di carattere internazionale dedicati alla riflessione e al confronto sui temi dello sviluppo sostenibile del territorio, partendo dalle esperienze maturate da Venezia e/o per Venezia.

Nel corso del 2023 la Fondazione ha inoltre programmato varie conferenze tra cui si ricordano quelle dedicate alle seguenti tematiche: l’Economia Blu Sostenibile, le prospettive di sviluppo per la filiera dell’Idrogeno in Veneto e la protezione del patrimonio culturale dall’innalzamento del mare.

Accanto alla progettualità di “Venezia Capitale Mondiale della Sostenibilità”, nel contesto regionale risultano avviate anche altre iniziative di indubbio interesse.

Nel mese di maggio 2024 è stato sottoscritto un Accordo Tecnico di collaborazione tra ENAC, Regione Veneto e SAVE per la redazione dello strumento per la ricognizione del fabbisogno in materia di mobilità aerea avanzata (AAM). L’accordo tra ENAC, Regione Veneto e SAVE ha una durata iniziale, prorogabile, di 18 mesi, e testimonia l’impegno dei tre firmatari, che insieme collaborano per definire e realizzare tutte le attività necessarie all’implementazione di nuovi servizi, tecnologie, infrastrutture e soluzioni per il trasporto di persone, merci e forniture anche attraverso l’utilizzo dei più moderni velivoli a decollo e atterraggio verticale: i droni. L’obiettivo comune è, pertanto, quello di pianificare e rendere operativo un progetto di mobilità avanzata per le merci tra gli aeroporti veneti e, a seguire, tra i punti nevralgici interessati (tra cui le strutture sanitarie). Nel dettaglio, ENAC metterà a disposizione le proprie strutture tecniche e il proprio know-how a supporto del progetto; Regione Veneto avrà funzioni di coordinamento, aggiornamento e di adozione delle misure organizzative e funzionali per assicurare l’operatività dell’accordo; SAVE si occuperà di svolgere gli studi e le attività necessari per trasformare tutto questo in realtà, mettendo a disposizione la sua consolidata conoscenza tecnologica e normativa in materia.

Tra le varie iniziative del territorio si cita anche il riconoscimento della certificazione CEI EN UNI ISO 50001 per il periodo 2023-2026 per le sedi centrali della Giunta regionale.

L'Amministrazione regionale è stata la prima amministrazione regionale in Italia a raggiungere questo obiettivo, riconoscendo tale sistema di gestione dell'energia come un'importante opportunità per chi intende affrontare con successo gli aspetti energetici all'interno della propria realtà, perché permette di avere un approccio sistemico nella definizione di obiettivi energetici e nell'individuazione degli strumenti adatti al loro raggiungimento, identificare le opportunità di miglioramento, assicurare il rispetto di requisiti cogenti e individuare le azioni dirette a ridurre i costi legati ai consumi energetici.

Rispetto alla diffusione di questa buona pratica, il Documento di politica energetica regionale facente parte del Sistema di Gestione dell'Energia ISO 50001 della Regione del Veneto, approvato con la DGR n. 859 del 19 luglio 2022, individua come necessari per il raggiungimento degli obiettivi e i traguardi di miglioramento energetico anche l'estensione estendere anche agli altri enti territoriali del processo di sensibilizzazione e consapevolezza circa le problematiche energetiche.

Risulta in linea alla medesima finalità anche la nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza (DEFR) 2024-2026, approvato con DACR n. 127 del 29 novembre 2023 che prevede alla Missione 01 SERVIZI ISTITUZIONALI, GENERALI E DI GESTIONE - Programma 01.06 UFFICIO TECNICO che, nell'ottica di un'efficiente gestione delle sedi centrali della Giunta, si intende continuare il percorso di efficientamento energetico degli edifici attraverso l'analisi e il monitoraggio dei costi e dei consumi attraverso un programma di predisposizione delle diagnosi energetiche per tutti gli edifici delle sedi centrali degli uffici della Giunta Regionale. In tale contesto si inserisce anche l'attuazione di un sistema di gestione per l'energia che sia certificato secondo le regole della ISO 50001.

Gli interventi sono pianificati con particolare riferimento agli impianti per il condizionamento dei locali, oltre che dell'isolamento termico delle strutture e dell'eventuale produzione di energia, nell'ottica della trasformazione in edifici Nearly Zero Energy Building (NZEB). Tali azioni si collegano alle iniziative a sostegno del GOAL 7 e del GOAL 11 dell'Agenda 2030.

Inserito nella cornice del Green Deal Europeo, è da richiamare anche il ruolo di Padova nella missione dell'Unione Europea per le città climaticamente neutre e intelligenti, rientrante nel programma di ricerca e innovazione Horizon Europe per gli anni 2021-2027. Il focus dell'iniziativa è la riduzione delle emissioni climalteranti nelle aree urbane europee che, pur occupando solo il 4% della superficie terrestre dell'UE, ospitano il 75% dei cittadini, consumano oltre il 65% dell'energia e rappresentano oltre il 70% delle emissioni di CO₂. Questa missione mira a rendere 100 città smart e climaticamente neutre entro il 2030, con una funzione di centri di sperimentazione e innovazione per traghettare tutte le altre allo stesso risultato entro il 2050: il 30 aprile 2022 la Commissione Europea, nell'ambito della Missione Net Zero Cities, ha incluso Padova, unica città veneta, tra le 100 città in Europa e le 9 in Italia che tenderanno la sfida della neutralità climatica entro il 2030.

RAPPRESENTAZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO VENETO E SCENARI AL 2030: STATO DELL'ARTE

Premessa

La Regione del Veneto ha dato incarico a Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (RSE) di fornire il supporto tecnico nelle attività legate alla redazione del Nuovo Piano Energetico Regionale, essendo questa società, indirettamente controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze attraverso il suo azionista unico GSE S.p.A., da sempre impegnata nell'analisi, studio e ricerca applicata all'intero settore energetico.

Tale supporto tecnico nelle attività legate alla redazione del Nuovo Piano Energetico Regionale ha prodotto principalmente due rapporti tecnici: il Rapporto Stato dell'arte, che indaga l'attuale situazione energetica regionale, e il Rapporto Scenari, che analizza le prospettive di sviluppo del sistema energetico del Veneto al 2030.

In questo e nei prossimi capitoli vengono presentati i quadri e le traiettorie delineati da queste due analisi, integrati da uno studio interno su alcune possibili traiettorie che possono essere percorse in Veneto per il potenziamento della potenza di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, così come ipotizzata nella bozza del D.M. Aree idonee. Come già anticipato, in data 2/7/2024 è stato pubblicato in G.U. il decreto interministeriale 21/6/2024, avente ad oggetto Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Circa lo scostamento tra il target formalmente assegnato alla Regione del Veneto al 2030 (5.828 MW) e il target previsto nella bozza di DM e considerato per le elaborazioni di Piano (5.763 MW), valutato sia il fatto che l'arco temporale di ripartizione del target complessivo non appare il medesimo (dal 2023 al 2030 nella bozza di DM e dal 2021 al 2030 nel DM pubblicato) e che lo scostamento complessivo appare minimo (1%) non si procede ad un aggiornamento degli scenari elaborati.

Stato dell'arte

In questa sezione, viene presentato il Rapporto Stato dell'arte, che descrive il sistema socio-economico ed energetico del Veneto mostrandone le principali caratteristiche e peculiarità, anche attraverso un confronto con la situazione media nazionale.

L'obiettivo è di descrivere lo stato dell'arte della regione che rappresenta il punto di partenza per la definizione di futuri scenari di sviluppo nell'ottica degli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello comunitario e nazionale.

La prima parte del rapporto si occupa dell'analisi demografica e macroeconomica della Regione, partendo dalla presentazione del quadro demografico con i dati relativi alla popolazione e alle famiglie, passando poi alla descrizione del sistema economico con la fotografia dei principali indicatori macroeconomici e all'analisi della base imprenditoriale, della sua performance economica e della competitività e concludendosi con la sezione relativa al mercato del lavoro e le condizioni economiche delle famiglie.

La seconda parte del rapporto analizza l'assetto energetico del Veneto, iniziando la trattazione dalla descrizione del bilancio energetico regionale e analizzando gli andamenti storici in termini di consumi energetici primari e finali. L'analisi prosegue con un approfondimento sul settore elettrico nel quale si descrive l'evoluzione dell'offerta e della domanda di energia elettrica nella Regione, con vari quadri di dettaglio dedicati alle altre trasformazioni energetiche (reti di teleriscaldamento e raffinerie) e un focus sui consumi finali dei diversi settori (industria, trasporti e civile). Sono poi presentate le infrastrutture regionali che permettono lo stoccaggio e la trasmissione/distribuzione dei principali vettori energetici (in particolare energia elettrica e gas), per concludersi con il monitoraggio degli obiettivi relativi alle fonti energetiche rinnovabili.

L'ultima parte del rapporto è dedicata alle emissioni in atmosfera, mostrando l'andamento storico delle emissioni di gas serra in Veneto, distinte tra settori ETS e non-ETS e si conclude con il monitoraggio degli altri inquinanti in atmosfera che alterano la qualità dell'aria.

Analisi socio-economica

Indicatori demografici

Caratteristiche della popolazione

Il dato principale da considerare nell'analisi della situazione demografica è quello della popolazione residente. In Veneto, così come in Italia, il primo aspetto da evidenziare è la riduzione della popolazione (Figura 3.1), che è un fenomeno relativamente recente: a partire dal 2015 il numero dei residenti si è ridotto e, in termini assoluti, la popolazione è passata da 4 milioni 903 mila nel 2015 a 4 milioni 855 mila al 1° gennaio 2022.

Rispetto al Paese, il Veneto ha però sofferto di una riduzione relativamente meno marcata: la popolazione italiana ha infatti sofferto una riduzione del -0,3% medio annuale nel periodo 2015-2022, passando da un totale di 60 milioni 295 mila al 1° gennaio 2015 a 58 milioni 983 mila al 1° gennaio 2022; quella veneta si è invece ridotta a un tasso medio annuale di -0,1%. In particolare, il tasso di riduzione si è ampliato dal 2020 in poi, arrivando a un massimo di -0,3% al 2022.

La popolazione Veneta rappresenta l'8,2% del totale del Paese al 1° gennaio 2022, risultando la quarta regione italiana per numero di residenti.

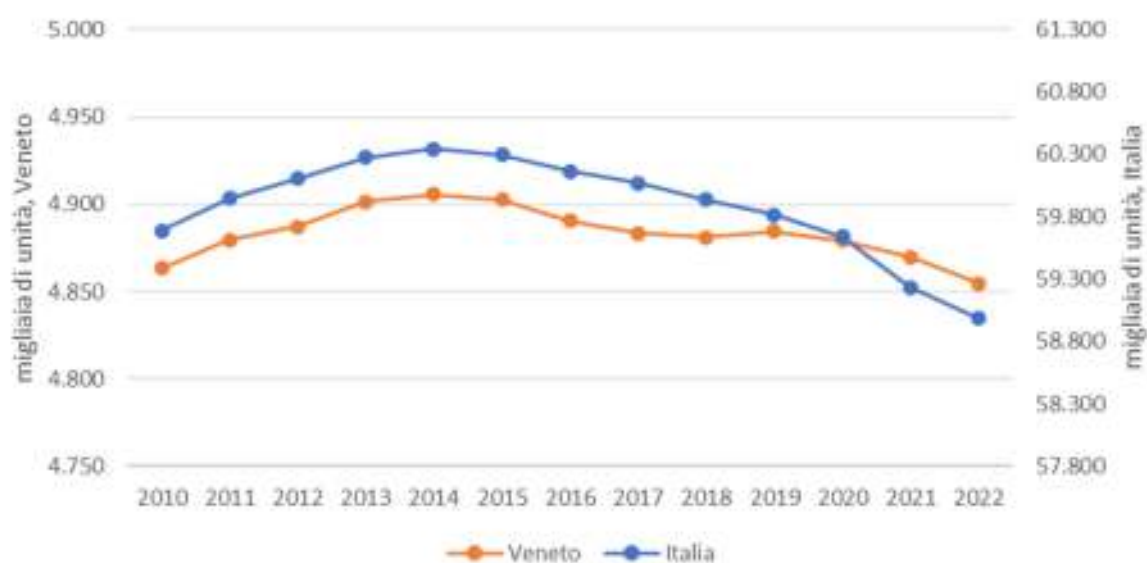


Figura 3.1 - Serie storica della popolazione in Italia e Veneto nel periodo 2010-2022, dati al 1° gennaio. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

La dinamica demografica è spiegata principalmente (Figura 3.2) dal fatto che fino al 2014 il tasso di crescita naturale (calcolato considerando il tasso di natalità e mortalità) è risultato negativo, ma ad un valore più che compensato dal saldo migratorio. A partire dal 2015, però, il saldo migratorio non ha raggiunto valori sufficienti a bilanciare il saldo naturale negativo.

Inoltre, il fenomeno per il quale la popolazione regionale decresce ad un tasso inferiore rispetto a quello italiano è principalmente legato al saldo migratorio: dal 2015 in poi esso è superiore a quello nazionale, in alcuni anni con valori raddoppiati o più.

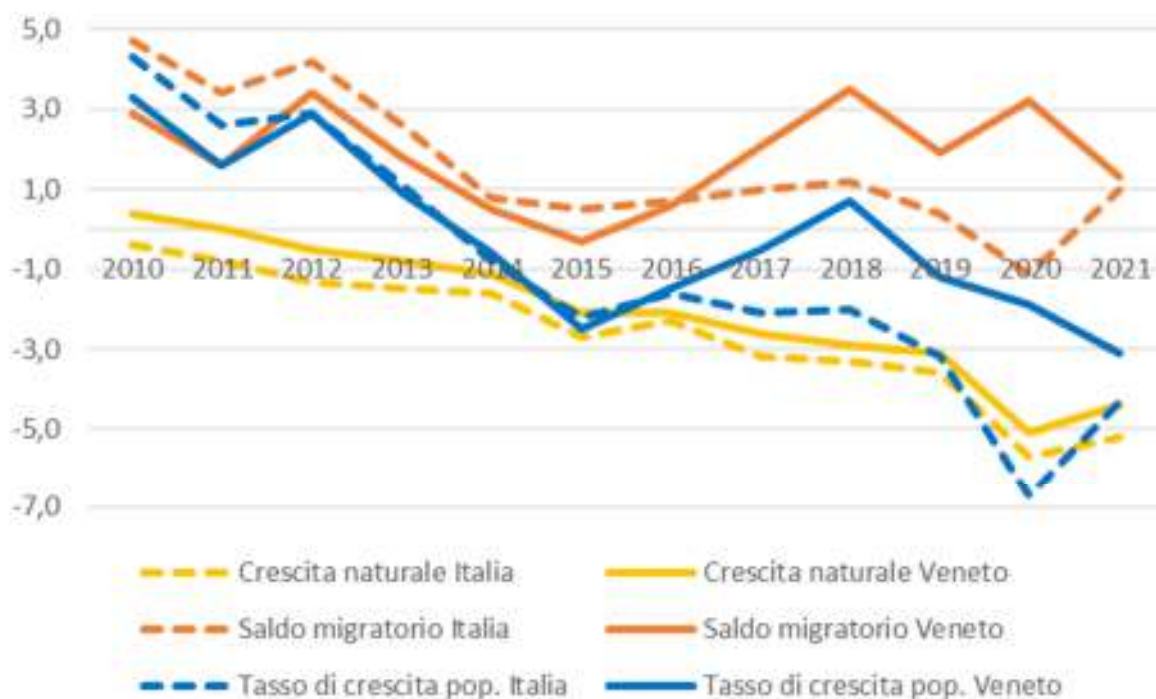


Figura 3.2 - Serie storica dell'indice di crescita naturale, saldo migratorio e tasso finale di crescita della popolazione in Italia e Veneto nel periodo 2010-2021. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Un ulteriore aspetto da evidenziare è l'invecchiamento della popolazione, fenomeno comune anche al resto del Paese. Dal 2010 al 2021 l'indice di vecchiaia⁵⁰ è cresciuto da un valore di 140,5 a 183,3 e l'età media della popolazione si è alzata da 43,4 a 46,1 anni.

Nel dettaglio, la popolazione over 64 al 1° gennaio 2022 ha raggiunto 1 milione 155 mila unità (il 23,8% del totale) con un valore quasi doppio rispetto a quello degli under 14, che ammontano invece a 611 mila unità (il 12,7% del totale). Le stesse percentuali si applicano anche ai dati su base nazionale.

Un ulteriore aspetto che caratterizza la demografia veneta è quello della longevità. L'aspettativa di vita media in Regione, storicamente in crescita progressiva, risulta nel 2022 pari a 81,0 anni per i maschi e 85,6 per le donne, superiore di circa 1 anno rispetto alla media nazionale.

Le famiglie

Quanto alle famiglie si evidenzia come esse, rispetto ai decenni precedenti, si stiano caratterizzando sempre più per una riduzione del numero medio di componenti (da 2,41 nel 2010 a 2,32 nel 2019, in linea con la media nazionale). In termini numerici, emerge un incremento del 2,8% rispetto al 2010 per un totale di 2 milioni e 85 mila famiglie al 31 dicembre 2019, corrispondente al 8,1% del totale delle famiglie del Paese (Figura 3.3).

⁵⁰ L'indice di vecchiaia è un indicatore sintetico del grado di invecchiamento di una popolazione che si ottiene dal rapporto tra la popolazione anziana (65 anni e oltre) a quella giovanile (da 0 a 14 anni), per 100. L'indice ci descrive quanti sono gli anziani ogni 100 giovanissimi.

Il numero medio dei figli per donna è diminuito da 1,5 nel 2010 a 1,3 nel 2021; anche l'età media delle donne al primo parto ha registrato un incremento da 31,4 anni nel 2015 a 32,6 anni nel 2021 (gli stessi dati sono rappresentativi della media nazionale).

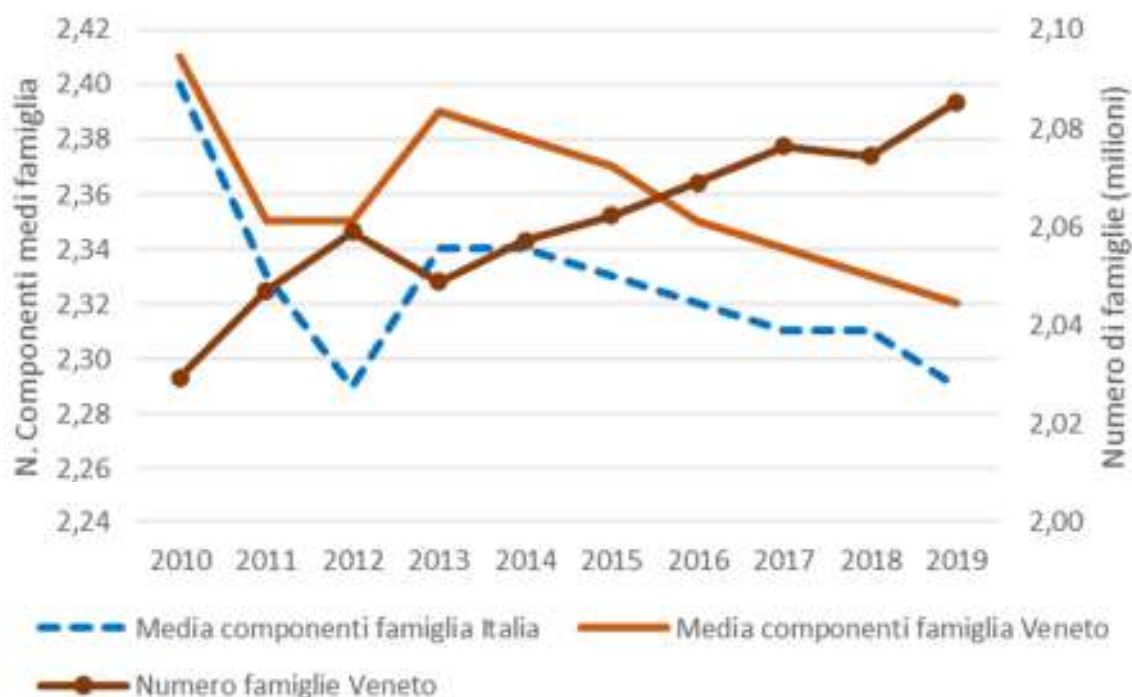


Figura 3.3 - Serie storica del numero di famiglie e relativo numero di componenti medio in Italia e Veneto nel periodo 2010-2019. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Densità abitativa

La superficie del Veneto è pari a 18.345 km², risultando l'ottava regione italiana per estensione. In termini di densità abitativa al 1° gennaio 2022 (Figura 3.4) la Regione, con 265 abitanti/km², si classifica al quinto posto, al di sopra della media nazionale pari a 195 abitanti/km².

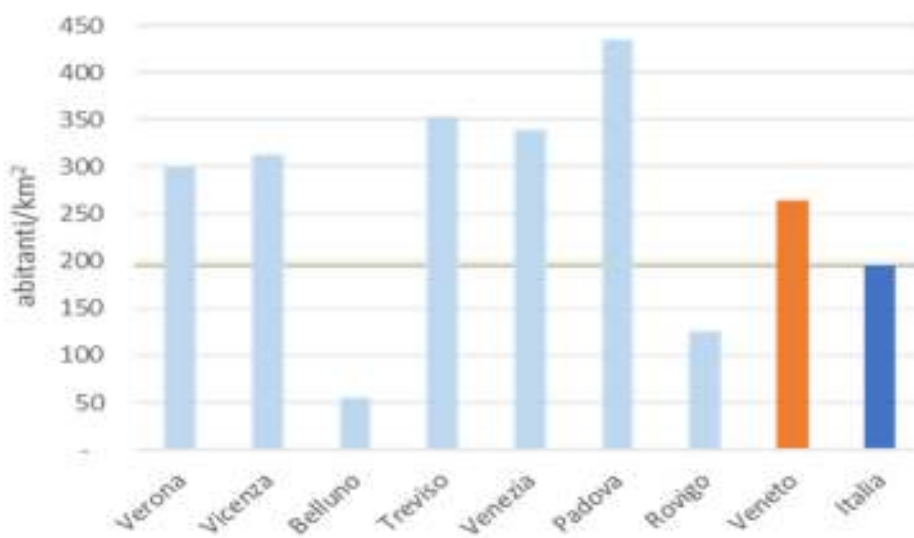


Figura 3.4 - Densità abitativa in Italia, Veneto e Comuni al 1° gennaio 2022. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Proiezioni demografiche

Le proiezioni sulla demografia a breve e lungo termine sono influenzate dalle recenti dinamiche di invecchiamento e saldo di crescita negativo (Figura 3.5), con un tasso di riduzione annuale medio della popolazione pari a -0,1% nel periodo 2022-2050.

In particolare, la popolazione regionale è prevista ridursi a un totale di 4 milioni 808 mila al 2035 (-1,0% vs 2022), e a 4 milioni 667 mila al 2050 (-3,9% vs 2022).

Il peso della popolazione over 65 sul totale è previsto aumentare dal 24% del 2022 al 31% nel 2035 e al 35% nel 2050.

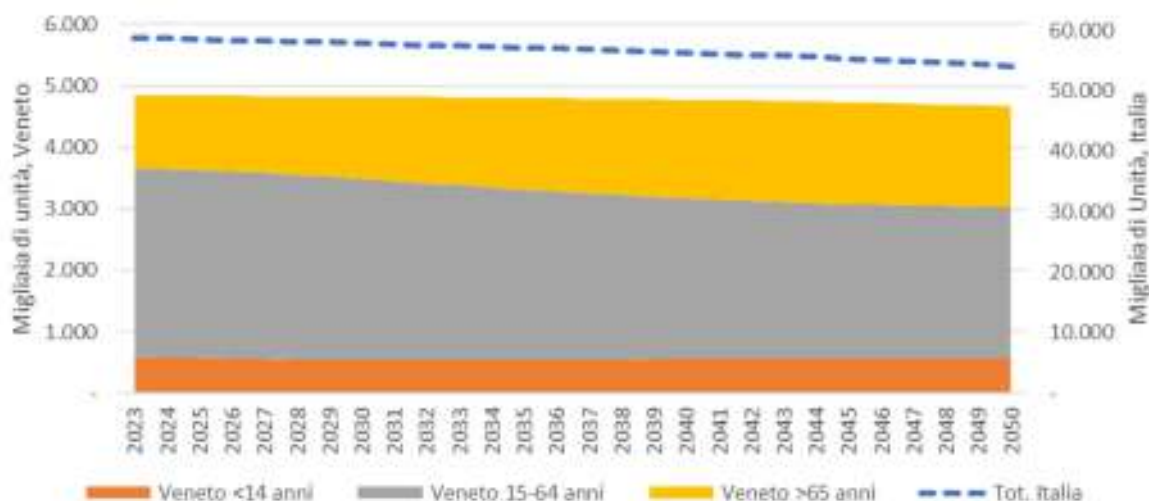


Figura 3.5 - Proiezioni della popolazione totale per l'Italia e della popolazione totale e per età del Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [\[1\]](#).

Gli stessi trend sono applicati alle previsioni demografiche calcolate su base nazionale; tuttavia, la popolazione regionale è ipotizzata decrescere a un tasso relativamente inferiore, pertanto si prevede un incremento della sua contribuzione al totale del Paese, che aumenta in termini percentuali dal 8,2% nel 2022 al 8,4% nel 2035 e 8,6% al 2050.

Il quadro macroeconomico

La pandemia da Covid-19 ha avuto un impatto significativo sull'economia italiana e Regionale. L'Italia è stato il primo Paese europeo in cui si è diffuso ampiamente il virus, con intensità maggiore in alcune Regioni del Nord, tra cui il Veneto. Le misure di contenimento della pandemia, tra le quali quarantena, distanziamento sociale e la chiusura parziale delle attività, hanno causato la contrazione della domanda e dell'offerta e quindi il deterioramento delle grandezze macroeconomiche aggregate.

Proprio per la peculiarità del 2020, si farà sempre riferimento a questo anno solo per tendenze particolari e non per la presentazione di dati assoluti o di parametri di tipo socio-economico, per i quali ci si fermerà ai dati fino al 2019 o, se presenti, a quelli degli anni successivi.

Questo per aggirare il problema e per poter citare l'ultima stima del +4,2% rispetto alla media nazionale del +3,9 per il 2022.

Nei capitoli e nei paragrafi successivi si descrivono nel dettaglio le dinamiche storiche dei parametri macroeconomici e si evidenzia pertanto l'eccezionalità dei dati riferiti al 2020 (ove disponibili) rispetto agli anni precedenti, che invece risultano puliti dall'effetto pandemia e più rappresentativi delle caratteristiche e peculiarità strutturali del sistema economico regionale e nazionale.

Prodotto interno Lordo

Il PIL Veneto in valori assoluti risulta in crescita nell'ultimo quinquennio ad eccezione del 2020 (Figura 3.6), anno in cui l'economia regionale ha risentito fortemente degli effetti delle misure di contenimento della pandemia Covid-19 ed in particolare di un forte calo della domanda interna. Il PIL Veneto nel 2019 (in valori costanti 2015) ammontava a 160 miliardi di € (mentre quello italiano era pari a 1.728 miliardi di €). Il rapporto del PIL Veneto rispetto a quello nazionale è pari al 9,2% al 2020, risultando così la terza Regione per contribuzione all'economia del Paese.

Quanto al confronto con l'Italia, i trend storici relativi al parametro sono simili. Nel dettaglio, il Veneto ha registrato tassi di crescita leggermente più alti nel periodo 2015-2019; tuttavia, dopo lo shock causato dalla pandemia nel 2020, l'economia regionale ha reagito con forza fino ad avere una crescita del 4,2% nel 2022 contro la media nazionale del +3,9%.

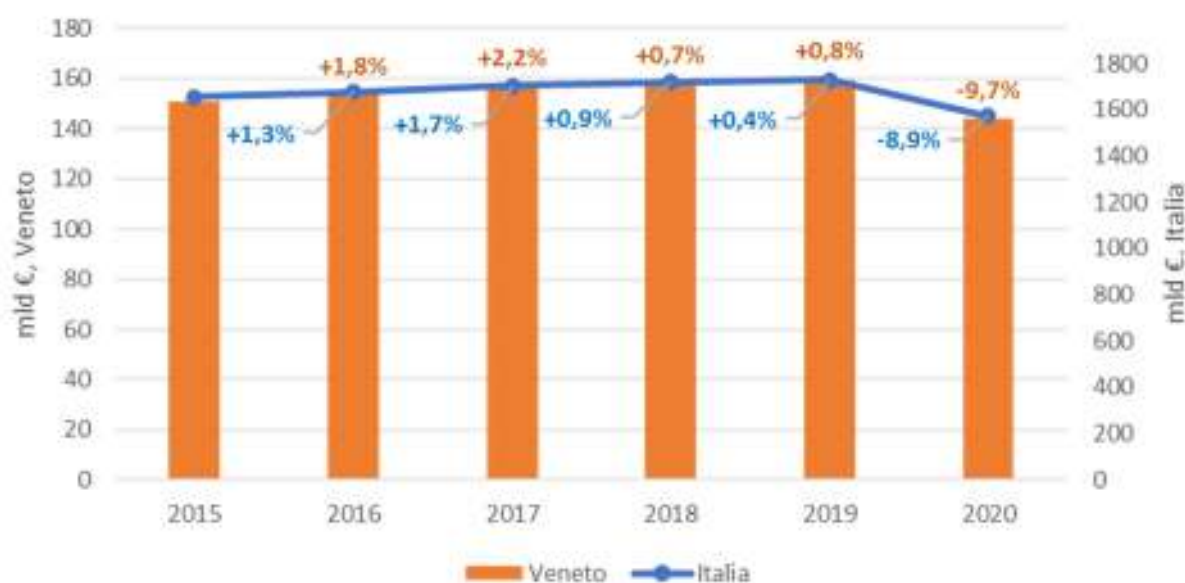


Figura 3.6 - Serie storica del PIL Veneto e Italia (valori costanti 2015) nel periodo 2015-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

In termini pro-capite, il PIL (Figura 3.7) risulta, per il periodo 2015-2020, maggiore di quello nazionale mediamente del 12,7%. Il dato in valori costanti 2015 ammonta a 29.587 € nel 2020 (31.253 in valori correnti), con un saldo negativo rispetto all'anno precedente di -3.114 €.

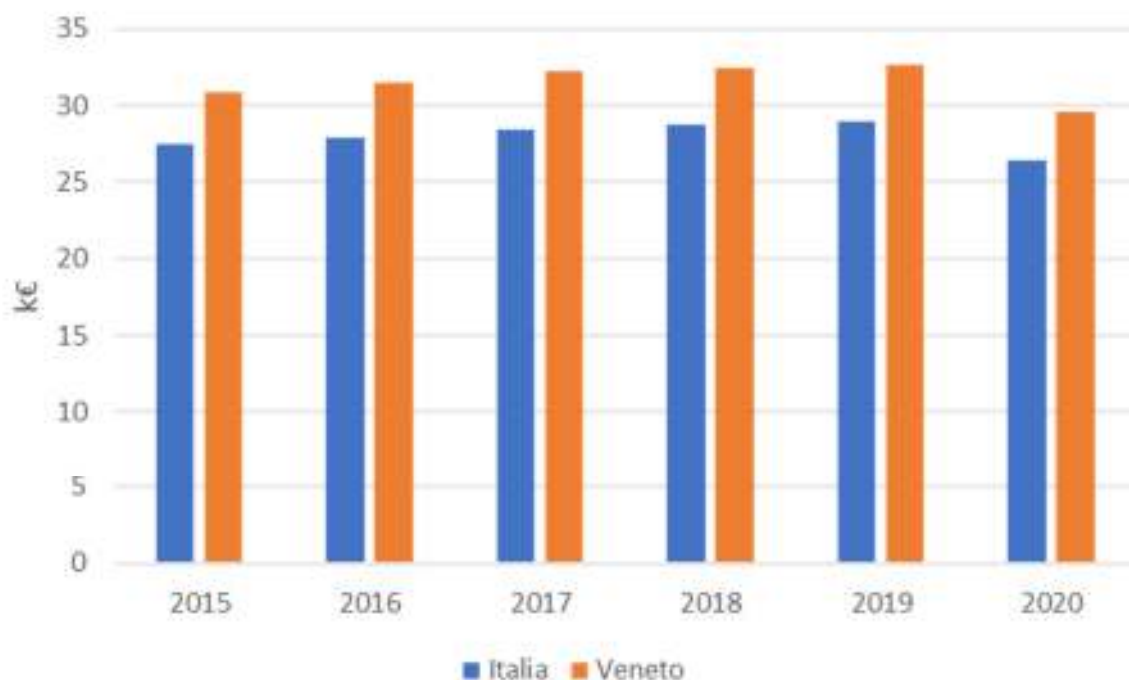


Figura 3.7 - Serie storica del PIL pro-capite in Veneto e Italia (valori costanti 2015) nel periodo 2015-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Valore aggiunto

Relativamente al valore aggiunto generato dalle attività economiche, il Veneto registra un totale di 130 miliardi di € nel 2020 (Figura 3.8) in valori costanti 2015 (137 miliardi di € in valori correnti). L'andamento del Valore Aggiunto segue quello del PIL, con tassi di crescita positivi ad eccezione del 2020, quando si è registrata una flessione (-9,5% rispetto all'anno precedente) con particolare riferimento ai servizi, che di più tra tutte le altre attività economiche ha risentito delle conseguenze dei lockdown.

Il Valore Aggiunto regionale contribuisce al 9,1% del totale del Paese al 2020 (9,2% nel 2019).

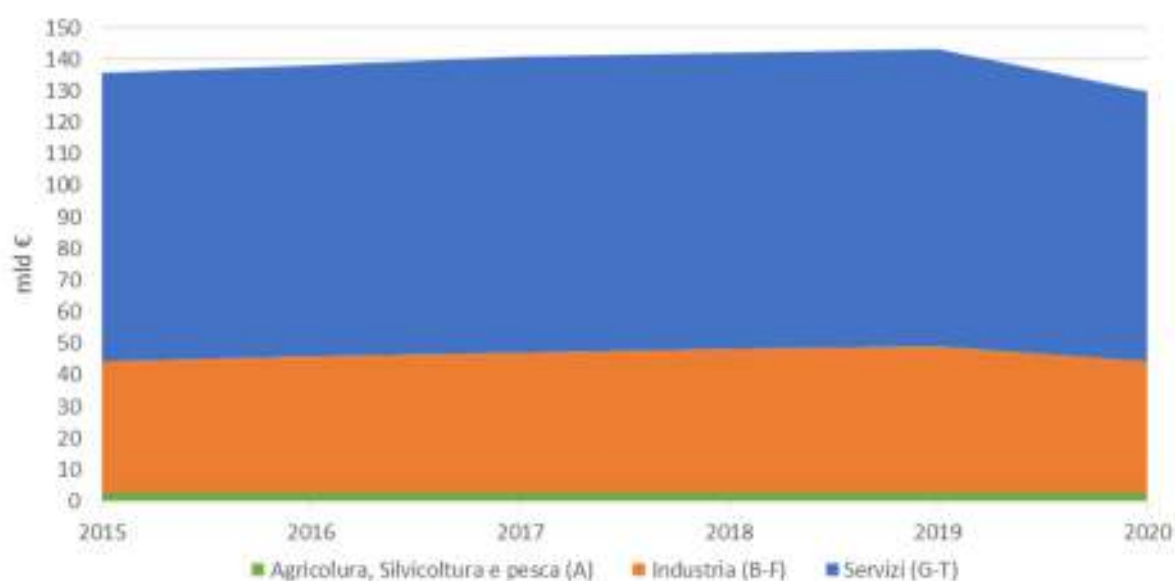


Figura 3.8 - Serie storica del valore aggiunto settoriale (classificazione ATECO) in Veneto (valori costanti 2015, prezzi base) nel periodo 2015-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Con riferimento alle componenti settoriali del tessuto produttivo in termini di Valore Aggiunto al 2019 (Figura 3.9), il Veneto risulta trainato dal settore servizi, che in quell'anno ha generato il 65,7% del valore aggiunto regionale. Rispetto al Valore Aggiunto nazionale, quello veneto si caratterizza per un maggiore contributo fornito dal comparto industriale, che risulta pari al 32,3% rispetto al 24,0% italiano.

In particolare, la vocazione manifatturiera del Veneto è confermata dal peso di tale sotto-settore nella composizione del Valore Aggiunto Regionale, che ha raggiunto il 25,6%; ben 9,1% in più rispetto al dato calcolato su base nazionale.

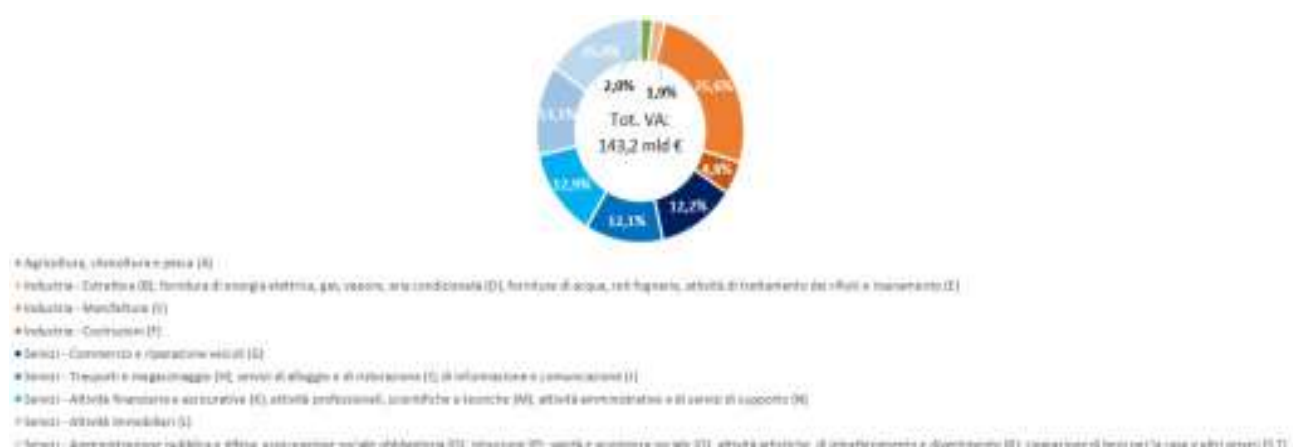


Figura 3.9 - Composizione in % del valore aggiunto per settore (classificazione ATECO) in Veneto (valori costanti 2015, prezzi base) nel 2019. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

È altresì da considerare la proiezione economica di Banca d'Italia a dicembre 2024, che stima tassi di crescita economica modesti per il Paese, pari allo 0,5% nel 2024, 0,8% nel 2025, 1,1% nel 2026, 0,9% nel 2027, tali da non comportare incrementi dei consumi energetici rilevanti.

Investimenti fissi lordi

Le dinamiche settoriali descritte in precedenza sono confermate dagli investimenti fissi lordi (Figura 3.10) che evidenziano ancora una volta il forte peso dell'industria, e del manifatturiero in particolare: nel 2019 in Veneto il 33,8% del totale degli investimenti è allocato all'industria in generale e il 27,0% nel manifatturiero (rispettivamente 29,2% e 20,7% per l'Italia).

È opportuno sottolineare inoltre il tasso di crescita degli investimenti tra il 2015-2018, con un incremento medio annuale (su valori costanti 2015) di ben il 6,2%. Gli investimenti sono poi rallentati nel 2019, in un contesto europeo e globale di ridimensionamento dell'interscambio commerciale e quindi della produzione.



Figura 3.10 - Serie storica dei valori assoluti (costanti 2015) e composizione settoriale (classificazione ATECO) degli investimenti fissi lordi in Veneto e Italia nel periodo 2015-2019. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Inflazione

Quanto all'inflazione (Figura 3.11), il Veneto (parallelamente al Paese) ha sperimentato tassi positivi con l'eccezione degli anni 2016, quando il debole andamento dei prezzi al consumo fu determinato dalla contrazione dei prezzi dei prodotti energetici, e 2020, a causa della già citata riduzione del consumo interno e della domanda estera in conseguenza della pandemia.

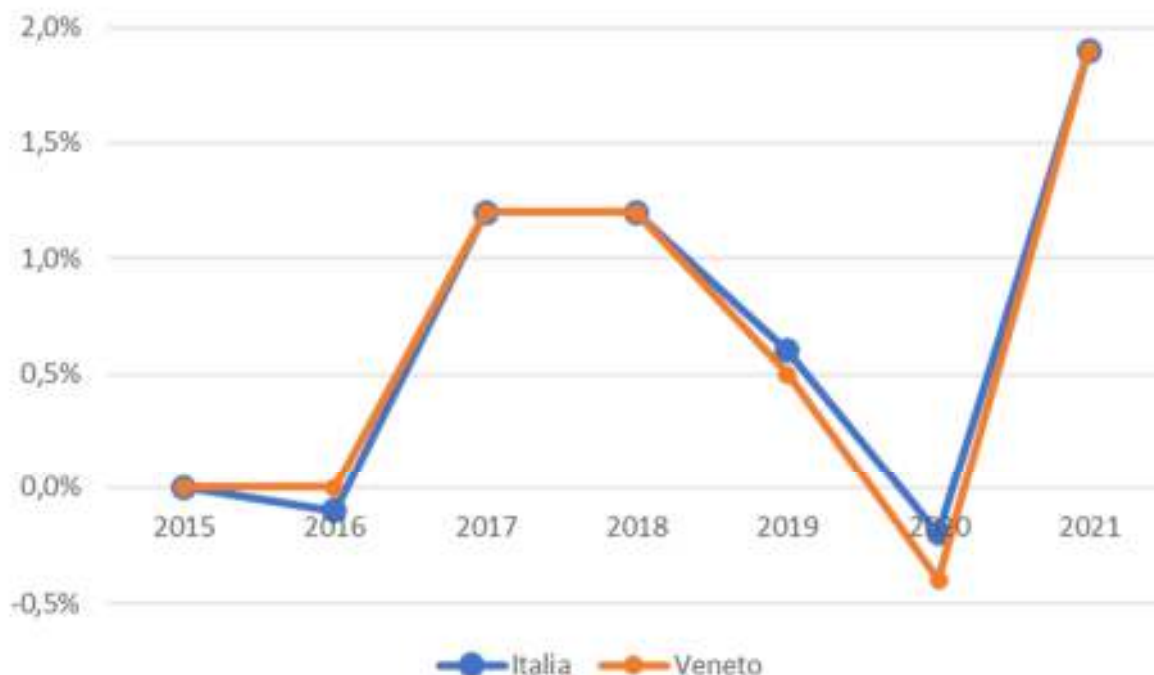


Figura 3.11 - Inflazione (base 2015=100) in Veneto e Italia nel periodo 2015-2021. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

L'indice dei prezzi al consumo ha visto un'impennata nel 2022 che ha raggiunto l'8,7%, per scendere a 5,9% nel 2023 e all'1,1% nel 2024, con un effetto significativo sulla domanda energetica, che ha subito una visibile contrazione da parte del settore civile.

Le imprese: demografia e competitività

Demografia della base imprenditoriale e caratteristiche

Sulla base dei dati forniti dal Registro Statistico delle Imprese Attive⁵¹ l'andamento storico della demografia imprenditoriale in Veneto evidenzia una diminuzione del numero di imprese attive nel periodo 2015-2019 (-5 mila imprese nell'arco di 4 anni, pari al -1,2% con riferimento al 2015) seguito da un incremento nel 2020 (+5 mila, pari al +1,2% rispetto all'anno precedente) che ha riportato il numero delle imprese attive sugli stessi livelli del 2015 e pari a 392 mila unità.

A differenza del Veneto, i dati registrati per l'Italia evidenziano invece un incremento maggiore nell'ultimo quinquennio, tanto è vero che il saldo positivo su base nazionale nel periodo 2015-2020 è stato pari a +89 mila imprese (+2,1% rispetto al 2015), con tassi di crescita sempre positivi fatta eccezione per l'anno 2019. Al 2020 si contano in Italia un totale di 4 milioni 427 mila imprese attive.

⁵¹ Il Registro monitora il numero delle imprese attive eccetto quelle impegnate nelle attività di agricoltura, silvicoltura e pesca (ATECO A); amministrazione pubblica e difesa, assicurazione sociale obbligatoria (ATECO O); attività di famiglie e convivenze come datori di lavoro per personale domestico, produzione di beni e servizi indifferenziati per uso proprio da parte di famiglie e convivenze (ATECO T); organizzazioni ed organismi extraterritoriali (ATECO U)

Al 2020, il Veneto è la quarta regione per numero di imprese attive in Italia e la sua base imprenditoriale corrisponde al 8,8% del totale nazionale.

L'analisi settoriale (Figura 3.12) connota alcune dinamiche e tendenze di lungo periodo: in primo luogo la terziarizzazione dell'economia, con una crescita del numero delle imprese dedicate al settore dei servizi del +2,1% nel periodo tra il 2015 ed il 2020 per un totale di 301 mila unità (76,8% del totale); in secondo luogo, la contrazione della quota degli settori economici tradizionali con particolare riferimento all'industria che nello stesso periodo ha registrato una riduzione del 5,7%, passando da 96 mila unità nel 2015 a 90 mila unità al 2020. Tale dinamica si evince anche guardando ai dati provinciali. Si noti che Venezia risulta la provincia in cui le imprese sono relativamente più impegnate in attività di servizi (80,3% del totale nel 2019); di contro, la provincia di Vicenza registra la percentuale maggiore di imprese industriali (27,0% del totale al 2019). Rispetto ai dati italiani, è da segnalare è la maggiore quota di imprese dedicate ad attività manifatturiere, che in Veneto rappresentano il 10,7% del totale nel 2020 (8,3% il dato per l'Italia).

La maggiore vocazione manifatturiera della Regione si evince soprattutto dal numero di addetti: il 31,2% del totale di impiegati in regione appartiene infatti a questo settore, ben il 9,6% in più dei dati nazionali.

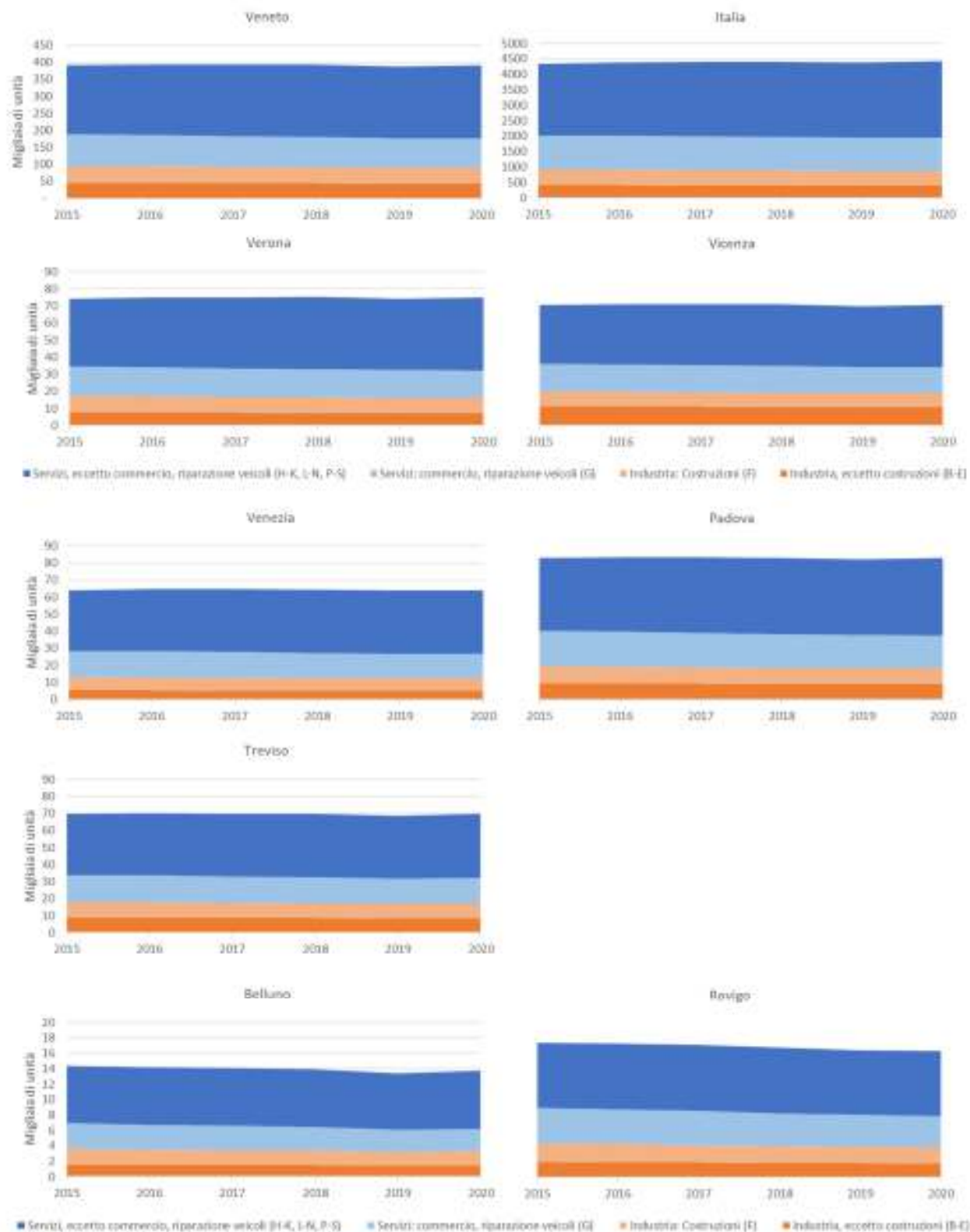


Figura 3.12 - Serie storica del numero delle imprese attive in Veneto, province ed Italia per settore (classificazione ATECO) nel periodo 2015-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT/ASIA [1].

Sotto il profilo dimensionale, il Veneto si caratterizza (come il resto del Paese), per una prevalenza di piccole imprese: circa il 93,8% delle imprese attive registrate nel 2019 sono composte da 0-9 addetti.

Dal punto di vista territoriale, le province che presentano il maggior numero di imprese nel 2020 (Figura 3.13) sono Padova (21,1%), seguita da Verona (19,2%).

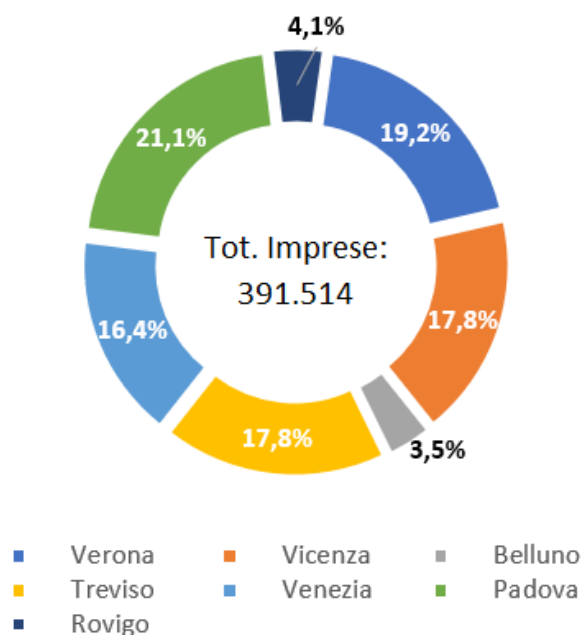


Figura 3.13 - Distribuzione territoriale delle imprese attive in Veneto al 2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT/ASIA [1].

Risultati economici

Relativamente alla performance economica delle imprese, alcuni aspetti rilevanti possono essere illustrati considerando gli ultimi dati pubblicati da ISTAT e disponibili fino all'anno 2019.

Per quanto riguarda il fatturato nel periodo 2015-2019 (Figura 3.14) si osservano saldi annuali positivi a tassi di crescita superiori rispetto alla media nazionale (2,9% medio annuo rispetto a 1,5%). Nel 2019 il fatturato totale Veneto ammontava a 325,4 miliardi di €.

Quanto alla composizione settoriale, si denota che al 2019 il maggiore contributo è fornito dalle attività manifatturiere (40,2% del totale) e da quelle commerciali (32,4%).

Rispetto ai dati raccolti per l'Italia, anche in questo caso è da sottolineare un peso più rilevante della manifattura (32% la quota su base nazionale) e una minore contribuzione dalla attività di fornitura di energia elettrica, vapore ed aria condizionata che su base nazionale pesa il 7%, ovvero 5% in più rispetto alla Regione.

Il fatturato generato in Veneto contribuisce per il 10,3% al totale nazionale al 2019.

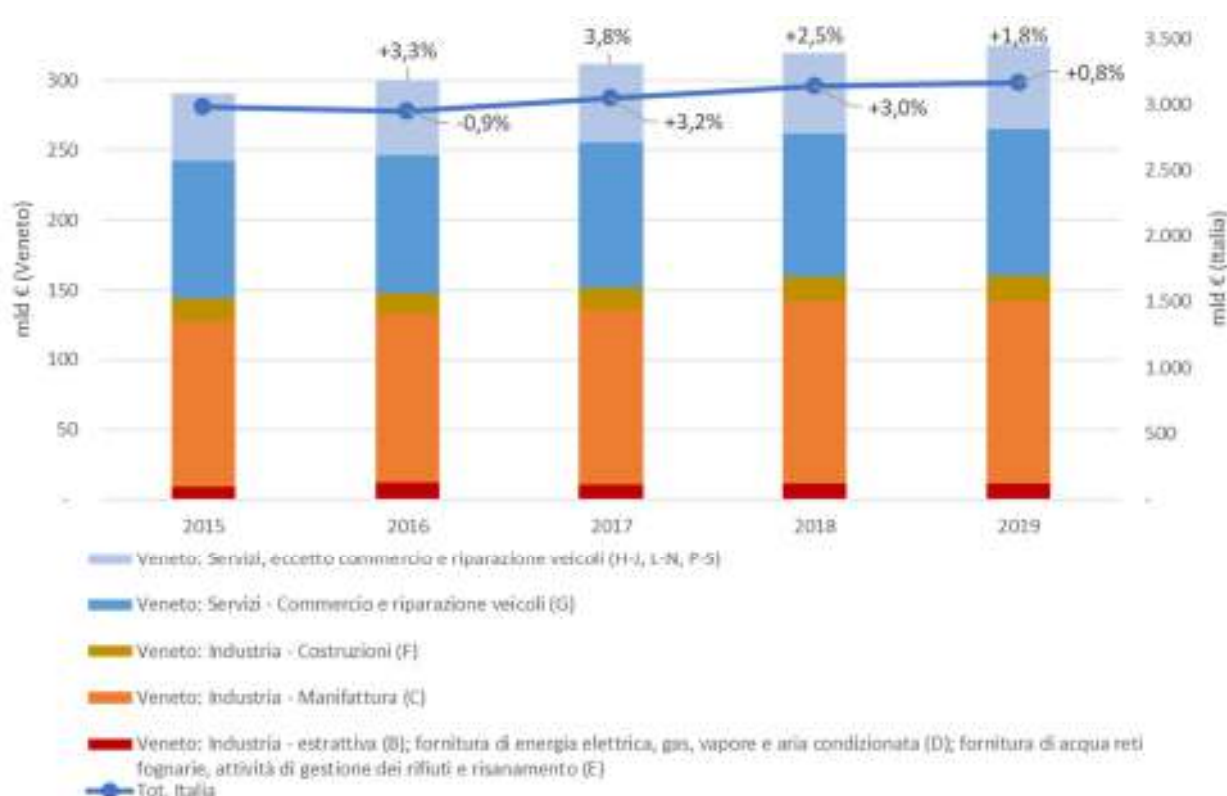


Figura 3.14 - Serie storica in valori assoluti (correnti) e tasso di crescita annuale del fatturato delle imprese per settore (classificazione ATECO) in Veneto e Italia nel periodo 2015-2019. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Interessante è anche il confronto in termini di valore aggiunto al costo dei fattori per addetto. Nel 2019 infatti, il dato sul Veneto ammontava a 50,3 € e superava quello italiano, pari a 48,9 €. In termini storici questo indicatore, sia su base regionale che su base nazionale, è stato caratterizzato da una crescita progressiva.

Contestualmente alla crescita di fatturato e valore aggiunto sono aumentati nel tempo anche i costi per salari e stipendi, che su base regionale sono cresciuti del +4,1% medio annuo nel periodo 2015-2019 (+3,4% il dato nazionale), atterrando a un valore nel 2019 pari a 34,8 miliardi di €.

Innovazione

Lo strumento mediante il quale vengono raccolte informazioni relative sui processi di innovazione delle imprese attive nel settore servizi e industria è la CIS (Community Innovation Survey), elaborata congiuntamente da ISTAT ed EUROSTAT.

I risultati dell'indagine per il triennio 2016-2018, sia per quanto riguarda il Veneto che l'Italia, delineano un miglioramento in termini di numero di aziende con almeno 10 addetti che hanno eseguito attività volte all'implementazione di processi innovativi.

In particolare, in Veneto la quota di tali aziende sul totale è incrementata dal 52% nel 2016 a 62% nel 2018 mentre i dati su base nazionale mostrano percentuali inferiori e che sono variate positivamente dal 49% al 56%.

Il Veneto si classifica come prima regione per quota di imprese con attività innovative sul totale nel 2018, oltre a essere stata inserita nel 2021 nel gruppo delle regioni strong innovator nel rapporto Regional innovation scoreboard 2021 della Commissione Europea.

In termini di spesa per lo sviluppo di tali attività in Regione, l'incremento tra il 2016 e il 2018 è del +43% (da 3,4 miliardi di € a 4,9 miliardi di €).

Anche l'attività di Ricerca e Sviluppo può incidere sulla diffusione dell'innovazione in termini di processi o prodotti. Il rapporto tra spesa per attività R&S sul PIL (in valori correnti) è in continua crescita in Veneto nel periodo 2015-2020, e si è assestato al 1,4% nel 2020 (fonte EUROSTAT). Il dato su base nazionale mostra percentuali leggermente superiori, tuttavia la dinamica è più favorevole alla Regione se si tiene in considerazione la spesa in R&S nel solo settore privato (Figura 3.15). Inoltre, si sottolinea che il denominatore (PIL) è aumentato in quel periodo a tassi superiori in Regione.

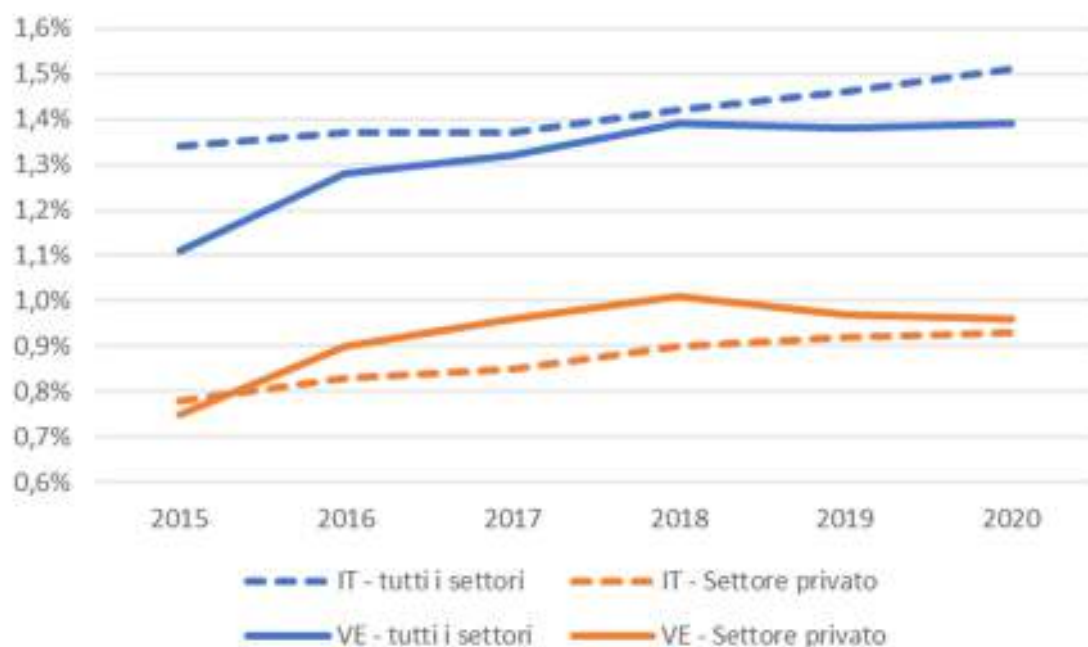


Figura 3.15 - Serie storica del rapporto spesa R&S/PIL (valori correnti) in Veneto ed Italia nel periodo 2015-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici EUROSTAT [2].

Export

La propensione delle aziende all'esportazione rappresenta una delle caratteristiche peculiari dell'economia veneta. La Regione si colloca infatti al terzo posto per valore delle merci esportate che ammontano nel 2021 a 70,3 miliardi di €, rappresentando il 13,6% dell'export italiano totale.

Il valore dell'export sul PIL è pari a 39,5% nel 2020, di molto superiore al dato nazionale che ammonta a 26,4%.

Quanto alla dinamica settoriale (Figura 3.16), il sistema statistico regionale registra come primo settore quello della meccanica strumentale (18,7%, miliardi di €), seguito da quello della moda (15,3%, 10,7 miliardi di €). Altri settori trainanti sono quelli dei mobili e altri prodotti delle industrie manifatturiere (14,2%, 9,9 miliardi di €), metallurgia (11,2%, 7,9 miliardi di €), alimentari e bevande (9,7%, 6,8 miliardi di €) ed elettronica (8,3%, 5,8 miliardi di €). Nel confronto con la composizione settoriale dell'export italiano spicca il maggiore peso relativo dei suddetti settori a discapito di altri quali quello dei prodotti dalle raffinerie e coke, chimica, farmaceutica e automotive.

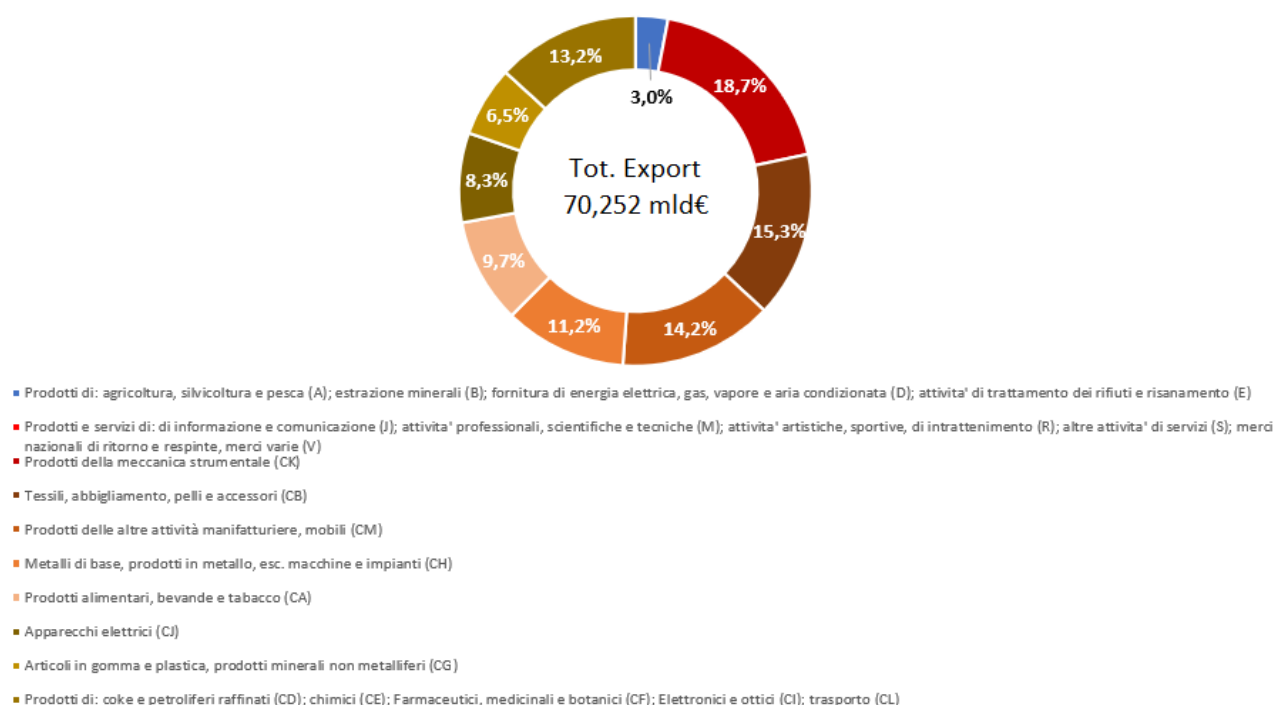


Figura 3.16 - Composizione settoriale (classificazione ATECO) dell'export Veneto al 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT/Regione Veneto [1] [3].

In termini storici, al netto dell'anno 2020, condizionato dagli effetti della pandemia, le esportazioni sono sempre cresciute a tassi annuali positivi, con valori minimi quali il +1,6% del 2016 e massimi come il +5,6% del 2017. Nel 2021 il valore delle merci esportate ha più che recuperato la contrazione registrata nel 2020, con una crescita annuale del +16,7%.

Le esportazioni venete sono destinate in gran parte ai tradizionali mercati europei, verso i quali le vendite realizzate sono cresciute dal 58,2% del totale nel 2015 al 62,0% nel 2021. Tra i Paesi Extra UE, si evidenzia il contributo dei mercati nordamericani.

Rispetto alla diversificazione territoriale delle esportazioni italiane, il Veneto si distingue proprio per la maggiore interdipendenza con i mercati dei Paesi UE, i quali acquisiscono circa il 52,3% dei prodotti italiani destinati ai mercati esteri nel 2021.

L'interscambio commerciale del Veneto si caratterizza inoltre per un costante avanzo commerciale, che nel 2021 ammonta a 16,9 miliardi di €. Nel 2020, l'avanzo commerciale sul PIL regionale era pari al 12,3%; si evidenzia che tale rapporto, se calcolato su base nazionale, risultava pari al 3,8%. Gran parte delle importazioni venete al 2021 (53,3 miliardi di €) è rappresentata da veicoli e mezzi di trasporto (14,2%), prodotti tessili (12,5%), metalli e relativi prodotti (12,2%) e prodotti chimici (8,6%).

Il mercato del lavoro e le condizioni economiche delle famiglie

Tassi di occupazione e disoccupazione

Gli indicatori principalmente utilizzati per descrivere il mercato del lavoro sono il tasso di occupazione e disoccupazione. Considerando sia dati storici che quelli attuali, si evidenzia che il Veneto ha costantemente registrato tassi di occupazione superiori alla media nazionale (Figura 3.17) nel periodo 2015-2021. Il periodo di crescita occupazionale si è interrotto solamente nel 2020 (65,2%, -2,3% rispetto all'anno precedente).

Nel 2021 la quota di occupati sulla forza lavoro totale si attesta al 65,7% (2 milioni e 22 mila occupati), comunque inferiore ai livelli pre-pandemici, mentre in Italia lo stesso rapporto è pari a 58,2% (21 milioni 849 mila occupati)

Le stesse considerazioni valgono esaminando la dinamica relativa al tasso di disoccupazione, che al 2021 è pari a 5,3% (116 mila disoccupati) con un decremento di 0,6% rispetto al 2020 ed anch'esso significativamente inferiore alla media nazionale pari a 9,5% (2 milioni 367 mila disoccupati).

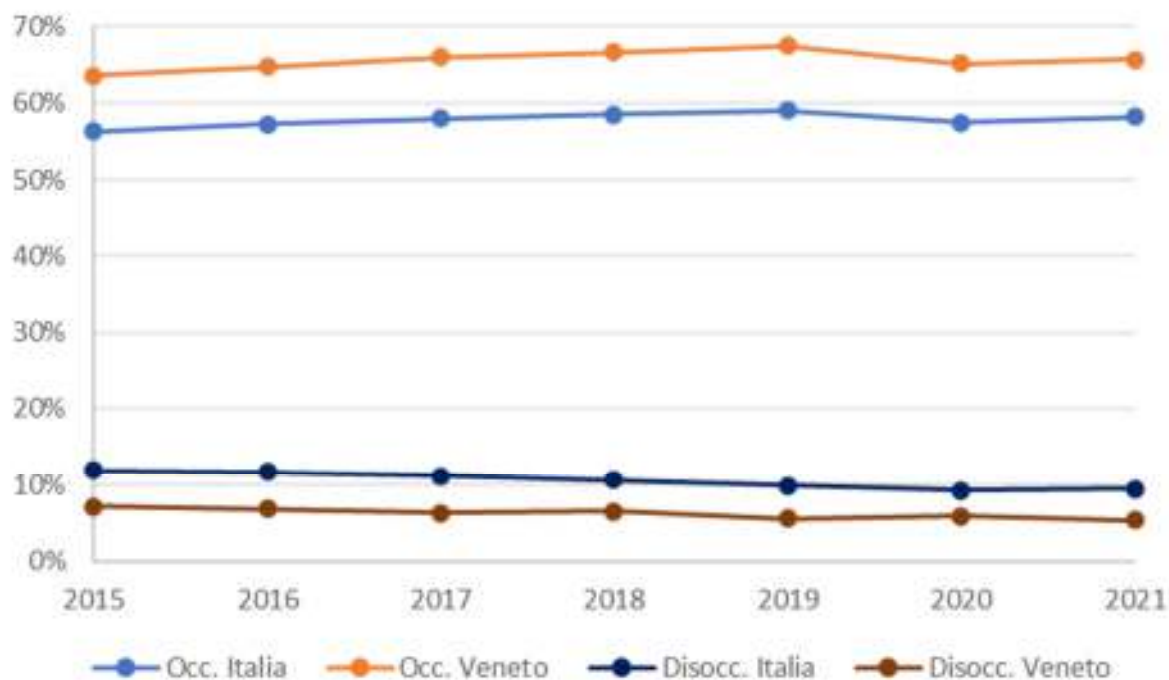


Figura 3.17 - Evoluzione del tasso di occupazione (età 15-64) e disoccupazione (età 15-74) in Italia e Veneto nel periodo 2015-2021. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Si osserva che gli ultimi dati relativi ai primi due trimestri del 2022 mostrano un tasso di occupazione in crescita rispetto ai valori precedenti e pari a 67,3% nel T1 e 67,7% nel T2 2022; è da segnalare il fatto che recentemente le assunzioni a tempo indeterminato hanno continuato a registrare saldi positivi in quantità vicine ai livelli pre-pandemici.

Quanto alla disaggregazione dei dati per età, il Veneto nel 2021 si caratterizza, rispetto alle medie nazionali, per un tasso di occupazione nella fascia di età 25-34 anni molto superiore (76,7% contro 62,6%). Anche l'occupazione giovanile (15-24 anni) risulta maggiore (22,2% contro 17,5%). Parallelamente, si registrano tassi di disoccupazione inferiori (7,0% rispetto a 14,1% per la fascia di età 25-34; 18,2% contro 29,7% per i giovani).

Relativamente ai dati sulle assunzioni a tempo indeterminato/determinato, nel 2021 in Veneto l'85,2% degli occupati dipendenti è assunto a tempo indeterminato (la quota registrata nel Paese è simile e pari a 83,6%).

Redditi

Per quanto riguarda la ricchezza delle famiglie (Figura 3.18), il Veneto si colloca al quarto posto a livello nazionale per reddito netto medio annuale (esclusi fitti imputati) al 2019 con un valore pari a 36.670 € (33.106 € il valore medio per l'Italia). Nel periodo 2015-2019 esso risulta in costante crescita ed a tassi medi annui (+2,7%) leggermente superiori rispetto a quelli nazionali (+2,5%).

Nel 2020, complici gli effetti della pandemia, il reddito ha subito una contrazione relativamente più forte rispetto alla media del Paese (-3,1% registrato in Veneto rispetto al -0,9% nazionale) atterrando a 35.536 €, tuttavia rimanendo superiore alla media italiana.

Quanto alle sue componenti, il Veneto si distingue per importi significativamente maggiori in termini di redditi da lavoro dipendente e autonomo, mentre quello da redditi e trasferimenti pubblici registra valori simili rispetto a quelli nazionali.

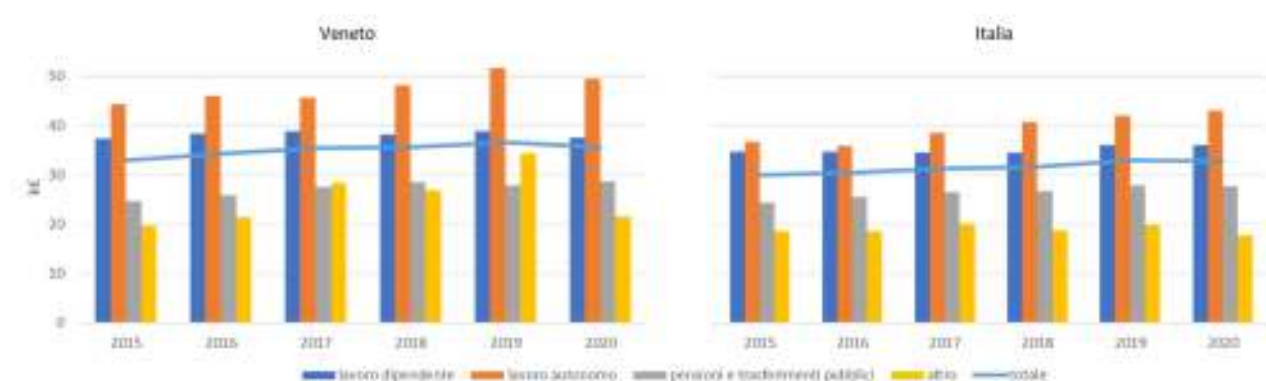


Figura 3.18 - Serie storica del reddito disponibile per le famiglie (valori correnti) e delle sue componenti nel periodo 2015-2020 in Italia e Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Relativamente alla disuguaglianza economica, l'indice di Gini⁵² (esclusi fitti imputati) stimato per il Veneto nel 2019 è pari a 0,289 e stabile rispetto agli anni precedenti; tale valore è leggermente inferiore alla media italiana (0,330). Nel corso del 2020 invece, l'indice è aumentato a 0,303, comunque inferiore al valore calcolato su base nazionale (0,335).

Consumi

La serie storica sui consumi delle famiglie nel periodo 2015-2020 mostra una crescita che si è mantenuta sopra il +1% annuo fino al 2018, si è attenuata nel 2019 (+0,6% rispetto all'anno precedente) e si è interrotta solamente nel 2020 (-12,7%), quando i dati statistici hanno rilevato una forte contrazione causata dalle misure adottate per il contenimento della pandemia. Nel 2020, il livello di spesa totale delle famiglie in Veneto è atterrato a 81,6 miliardi di €, con un saldo negativo rispetto al 2019 di -11,9 miliardi di €.

La dinamica dei consumi per tipo di bene (dati disponibili fino al 2019) evidenzia (Figura 3.19) che tradizionalmente in Veneto si spende in proporzione di più per alberghi/ristoranti e trasporti (che al 2019 pesano per il 12,3% e 13,5% della spesa totale su base regionale mentre per il 10,2% e 12,7% su base nazionale) e meno per alimentari e bevande alcoliche/tobacco (3,0% e 11,8% in Veneto; 4,1% e 14,1% in Italia). Queste differenze possono essere spiegate dal fatto che le disponibilità economiche in Veneto sono generalmente superiori e dunque vi è un surplus di reddito al netto dei bisogni primari.

⁵² L'indice di Gini è un indice di concentrazione per misurare la disuguaglianza nella distribuzione del reddito o ricchezza. Fornisce un numero compreso tra 0 ed 1. Valori del coefficiente vicino allo 0 indicano una distribuzione omogenea, valori alti del coefficiente, vicino a 1, indicano una distribuzione diseguale.

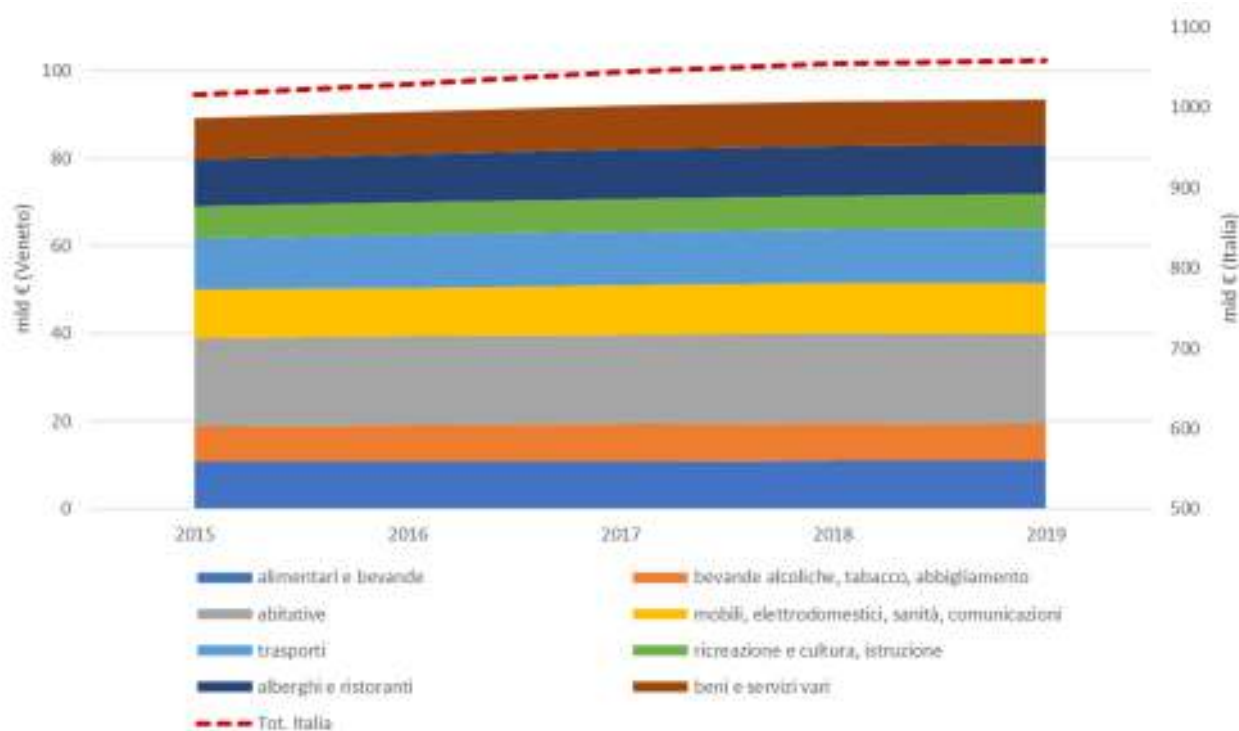


Figura 3.19 - Serie storica della spesa totale delle famiglie (valori costanti 2015) e relative componenti nel periodo 2015-2019 in Italia e Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici ISTAT [1].

Considerato il livello di spesa medio mensile per famiglia, si nota come il 2020 sia stato caratterizzato da una forte contrazione con l'importo che è passato da 2.681 € nel 2019 a 2.387 (-11,0%) nel 2020 e che in particolare ha interessato spese comprimibili come quelle in beni e servizi ricreativi (-32,9%), istruzione (-35,8%), ristorazione e alberghi (-28,4%), trasporti (-26,4%) e abbigliamento (-23,6%); le spese per beni primari (ad esempio per alimentari e bevande e abitative) sono rimaste invece sugli stessi livelli.

I dati al 2021 registrano un rimbalzo nella spesa per consumo sostanzialmente per tutte le tipologie di beni e servizi, in particolare per quanto riguarda i servizi ricettivi e di ristorazione (+25,5%); tuttavia questi incrementi non sono stati sufficienti a riportare il livello di spesa medio alle cifre pre-pandemiche, assestandosi a 2.563 €.

Il Veneto nel 2021 è l'ottava Regione per spesa mensile media, al di sopra della media nazionale, pari a 2.437 €.

Per quanto riguarda la composizione della spesa per tipologia di beni e servizi, anche in questo caso i dati mostrano una propensione al consumo per trasporto e servizi ricettivi/di ristorazione più alta in Veneto rispetto alla media del Paese.

Assetto energetico regionale

Bilancio energetico regionale

Il bilancio energetico è la contabilizzazione statistica dei prodotti energetici in entrata, in uscita e utilizzati all'interno di un territorio durante un periodo di riferimento. Pertanto, il bilancio è il naturale punto di partenza per studiare il settore energetico e la sua evoluzione nel tempo. Il bilancio energetico offre una visione completa della situazione energetica di un territorio in un formato compatto, dove le colonne sono i prodotti energetici (combustibili, energie rinnovabili, elettricità, calore) e le righe sono flussi energetici [4]. Questi sono organizzati in tre blocchi secondo un approccio top-down:

- blocco superiore: fornitura di energia (produzione primaria, import/export, variazione delle scorte)
- blocco centrale: trasformazioni di energia, consumi del settore energia, trasporto e distribuzione dell'energia
- blocco inferiore: consumi di energia nei settori finali (industria, civile, trasporti, altro).

Il Bilancio Energetico Regionale del Veneto (BER) è stato elaborato da ENEA secondo la metodologia EUROSTAT, su dati MiTE (ora MASE), GSE, Terna, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra. ENEA ha fornito il BER in formato sintetico per gli anni 2009-2020 e il BER di dettaglio per gli anni 2015-2020. Vista l'eccezionalità del 2020, la Tabella 2.1 riporta il Bilancio energetico sintetico del Veneto per l'anno 2019. Di seguito sono descritte le principali voci che compongono il bilancio seguendo la metodologia Eurostat [4].

Produzione primaria

La produzione primaria rappresenta qualsiasi tipo di estrazione di prodotti energetici da fonti naturali che si trovano all'interno del territorio regionale (es. estrazione di petrolio greggio o di gas naturale dai giacimenti, produzione di biomasse da risorse interne, sfruttamento dell'energia geotermica). Per quanto riguarda le fonti rinnovabili elettriche, la produzione primaria include solo l'energia elettrica ottenuta direttamente tramite centrali idroelettriche, geotermoelettriche, eoliche, impianti solari fotovoltaici e da eventuale sfruttamento di maree e moti ondosi. È esclusa, invece, l'elettricità ottenuta bruciando combustibili fossili o biomasse. Ciò è necessario per evitare che parte dell'energia contenuta nei combustibili venga conteggiata due volte (es. come energia contenuta nel gas naturale e come energia elettrica prodotta dalla combustione di quel gas naturale). Per lo stesso motivo, la produzione primaria di tutti i combustibili secondari (es. diesel e benzina ottenuti dalla raffinazione del petrolio greggio) è zero.

Import/export

Rappresentano tutte le entrate e le uscite dal territorio regionale. Sono esclusi i transiti, ad eccezione dei transiti elettrici, la cui quantità è riportata sia come import che come export.

Disponibilità lorda di energia

Si tratta dell'indicatore Eurostat "Gross available energy"⁵³ che rappresenta la fornitura complessiva di energia per tutte le attività che vengono svolte su un territorio. E' calcolato come = produzione primaria + importazioni - esportazioni + variazione delle scorte. La disponibilità lorda può essere calcolata anche con approccio bottom-up. In tal caso è pari a = consumi finali + perdite di trasporto e distribuzione + consumi settore energia + consumi delle trasformazioni (ingressi - uscite) + bunkeraggi marittimi internazionali + aviazione internazionale.

⁵³ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Gross_available_energy

Consumo interno

Rappresenta il totale dei consumi di energia primaria interni alla regione ed è pari alla disponibilità lorda di energia, al netto dei bunkeraggi marittimi internazionali e dell'aviazione internazionale⁵⁴.

Trasformazioni (ingressi e uscite)

Rappresentano le trasformazioni di energia da una forma all'altra, es. generazione di elettricità e calore nelle centrali termoelettriche, trasformazione del carbone in coke nelle cokerie, produzione di diesel e benzina nelle raffinerie a partire dal petrolio greggio. Anche le fonti rinnovabili elettriche sono dettagliate nel settore delle trasformazioni: per convenzione, si considera un'efficienza di conversione da energia primaria a energia elettrica pari al 100% per gli impianti idroelettrici, fotovoltaici ed eolici, e un'efficienza del 10% per le centrali geotermoelettriche.

Settore energia

Sono qui rappresentati gli autoconsumi degli impianti di produzione e trasformazione dell'energia, es. consumi elettrici per i servizi ausiliari nelle centrali termoelettriche, consumi energetici per sostenere le attività di estrazione dai giacimenti di oil & gas, consumi energetici delle raffinerie, consumi energetici dei rigassificatori del GNL.

Perdite di trasporto e distribuzione

Questa voce rappresenta l'energia persa durante le attività di trasporto e distribuzione: oltre alle perdite sulle reti elettriche, sono incluse anche le fughe di gas dalle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale e le perdite di calore che avvengono lungo le reti di teleriscaldamento.

Disponibilità netta per i consumi finali

È pari al Consumo interno, al quale vengono sommate le uscite dalla trasformazione e al netto degli ingressi in trasformazione, del consumo per il settore energia e delle perdite di trasporto e distribuzione

Consumi finali non energetici

Questa voce include i prodotti energetici utilizzati come materia prima per scopi industriali e non come combustibili, es. utilizzo della nafta come solvente o per la creazione di materie plastiche; utilizzo del gas naturale come materia prima negli impianti di produzione di ammoniaca; uso di bitumi per pavimentazioni stradali. Per definizione, è escluso da questa voce il consumo di risorse rinnovabili a scopi non energetici (es. uso della legna come materiale di costruzione per edifici o mobili).

Consumi finali energetici

Questa voce include i consumi di energia nei settori finali: industria, civile (residenziale e terziario), trasporti, altro. In presenza di impianti di cogenerazione nell'industria, vanno conteggiati qui solo i combustibili utilizzati per la generazione del calore prodotto e utilizzato in loco dall'industria stessa (autoconsumo di calore), mentre i combustibili utilizzati per la produzione di elettricità (sia autoconsumata che venduta) e per la produzione del calore venduto a terzi (se presente), vanno conteggiati nella sezione *Transformation input* [4].

⁵⁴ Nel bilancio energetico nazionale, secondo le definizioni di Eurostat [4], il consumo interno lordo (Gross inland consumption) include l'aviazione internazionale. Tuttavia, questa è stata esclusa dal consumo interno nel bilancio energetico regionale, come indicato in Tabella 3.1.

ANNO 2019	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi ²	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	2.087	0	108	0	1.904	75	0	
saldo import/export	12.597	521	4.955	5.090	598	0	0	1.434
Consumo interno¹	14.164	521	4.542	5.090	2.502	75	0	1.434
Ingressi in trasformazione	6.014	488	3.155	1.083	1.254	34	0	0
Uscite dalla trasformazione	5.497	0	3.539	0	118	0	470	1.370
Settore energia	325	0	57	116	0	0	34	117
Perdite di distribuzione e trasporto	118	0	0	28	0	0	2	88
Disponibilità netta per i consumi finali	13.203	33	4.869	3.862	1.367	41	433	2.598
Consumi finali non energetici	1.456	0	1.242	214	0	0	0	0
Consumi finali energetici	11.748	33	3.627	3.649	1.367	41	433	2.598
industria	2.634	33	197	772	94	41	273	1.223
trasporti	3.335	0	3.022	117	116	0	0	80
altri settori	5.780	0	408	2.760	1.156	0	160	1.296
civile	5.525	0	248	2.746	1.142	0	157	1.232
agricoltura e pesca	247	0	154	14	14	0	1	64
altri settori n.c.a.	8	0	6	0	0	0	2	0
Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0

ANNO 2020	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi ²	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	2.203	0	127	1	2.001	73	0	
saldo import/export	11.208	131	4.286	4.855	534	0	0	1.403
Consumo interno¹	13.161	131	4.163	4.856	2.535	73	0	1.403
Ingressi in trasformazione	5.224	111	2.791	990	1.298	34	0	0
Uscite dalla trasformazione	4.812	0	3.012	6	117	0	450	1.226
Settore energia	324	0	78	117	0	0	42	88
Perdite di distribuzione e trasporto	105	0	0	19	0	0	2	84
Disponibilità netta per i consumi finali	12.319	20	4.307	3.737	1.353	39	406	2.458
Consumi finali non energetici	1.530	0	1.300	230	0	0	0	0
Consumi finali energetici	10.790	20	3.007	3.506	1.353	39	406	2.458
industria	2.525	20	179	711	83	39	254	1.239
trasporti	2.698	0	2.417	101	115	0	0	67
altri settori	5.567	0	412	2.695	1.156	0	152	1.152
civile	5.297	0	243	2.681	1.142	0	149	1.083
agricoltura e pesca	265	0	166	14	14	0	1	70
altri settori n.c.a.	5	0	3	0	0	0	2	0
Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0

ANNO 2021	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi ²	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	2.174	0	71	1	2.035	68		
saldo import/export	12.424	267	4.850	5.211	561	0	0	1.534
Consumo interno ¹	14.378	267	4.702	5.212	2.595	68	0	1.534
Ingressi in trasformazione	6.028	267	3.348	1.101	1.287	26	0	0
Uscite dalla trasformazione	5.086	0	3.183	21	131	0	458	1.292
Settore energia	292	0	51	121	0	0	22	98
Perdite di distribuzione e trasporto	238	0	0	16	0	0	132	91
Disponibilità netta per i consumi finali	12.905	0	4.487	3.996	1.440	42	304	2.637
Consumi finali non energetici	1.141	0	913	228	0	0	0	0
Consumi finali energetici	11.764	0	3.574	3.768	1.440	42	304	2.637
industria	2.712	0	240	736	87	42	245	1.363
trasporti	3.273	0	2.925	144	129	0	0	74
altri settori	5.779	0	409	2.888	1.223	0	59	1.201
civile	5.500	0	237	2.873	1.207	0	54	1.130
agricoltura e pesca	268	0	164	15	16	0	2	71
altri settori n.c.a.	11	0	9	0	0	0	2	0
Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0

ANNO 2022	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi ²	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	1.835	0	33	1	1.731	70		
saldo import/export	12.174	819	4.877	4.487	544	0	0	1.447
Consumo interno ¹	13.521	819	4.421	4.488	2.276	70	0	1.447
Ingressi in trasformazione	5.790	819	3.030	845	1.068	27	0	0
Uscite dalla trasformazione	4.706	0	3.099	40	133	0	109	1.324
Settore energia	389	0	123	85	43	0	15	123
Perdite di distribuzione e trasporto	104	0	0	22	0	0	5	77
Disponibilità netta per i consumi finali	11.944	0	4.367	3.577	1.298	43	89	2.571
Consumi finali non energetici	645	0	547	98	0	0	0	0
Consumi finali energetici	11.299	0	3.820	3.479	1.298	43	89	2.571
industria	2.604	0	222	1.005	78	42	44	1.213
trasporti	3.495	0	3.208	97	131	0	0	59
altri settori	5.200	0	391	2.377	1.088	1	44	1.299
civile	4.883	0	219	2.324	1.071	1	41	1.227
agricoltura e pesca	296	0	155	53	17	0	3	68
altri settori n.c.a.	22	0	17	0	0	0	0	5
Differenze statistiche	0	0	0	0	0	0	0	0

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

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

²Sono inclusi gas naturale e gas manufatti

Tabelle 3.1 - Bilancio energetico regionale di sintesi per gli anni 2019-2020-2021-2022. Dati in ktep. Fonte ENEA.

I paragrafi che seguono analizzano i trend storici (2009-2020) del Veneto, a confronto con i dati italiani, per diversi indicatori: grado di dipendenza energetica, consumi interni e consumi finali di energia.

Grado di dipendenza dall'esterno

Considerando il totale dei prodotti energetici, il grado di dipendenza del Veneto (quota del saldo import-export sul consumo interno) è maggiore dell'indice di dipendenza dall'estero medio per l'Italia (Figura 3.20).

Il Veneto dipende completamente dall'esterno per la fornitura di combustibili fossili solidi, liquidi (olio greggio) e gassosi. Non sono presenti miniere di carbone né pozzi produttivi di petrolio, mentre è ancora operativa una piccola coltivazione di gas naturale a terra in provincia di Treviso, la cui produzione è calata drasticamente alla fine degli anni '90 (Figura 3.21). Nelle zone marine, dove la produzione attesa è

potenzialmente superiore rispetto a quella dei pozzi presenti sulla terraferma, tutti i permessi concessi per l'esplorazione e la coltivazione di idrocarburi sono sospesi per verificare l'assenza di fenomeni di subsidenza sull'area costiera regionale [5]. Nell'ambito delle misure di contrasto all'attuale crisi energetica, il Governo in carica ha recentemente ipotizzato di ampliare le concessioni per l'estrazione di gas nell'alto Adriatico e ha aperto un tavolo di confronto per effettuare i necessari approfondimenti tecnico scientifici sul tema della subsidenza e della tutela dell'ambiente [6].

Passando alle fonti rinnovabili, nel 2019 il Veneto ha importato il 24% delle energie rinnovabili consumate internamente. Infatti, oltre all'elettricità prodotta dagli impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e all'energia geotermica, le rinnovabili includono biomasse legnose, biogas, bioliquidi e la quota rinnovabile dei rifiuti, cioè fonti che possono provenire anche dall'esterno della Regione.

Infine, per quanto riguarda l'energia elettrica, il grado di dipendenza della regione ha ricominciato a crescere a partire dal 2015 (Figura 3.22). Nel 2020, la regione ha importato (import netto) il 54% del proprio fabbisogno interno. Si veda il paragrafo *Settore elettrico* per un focus specifico.

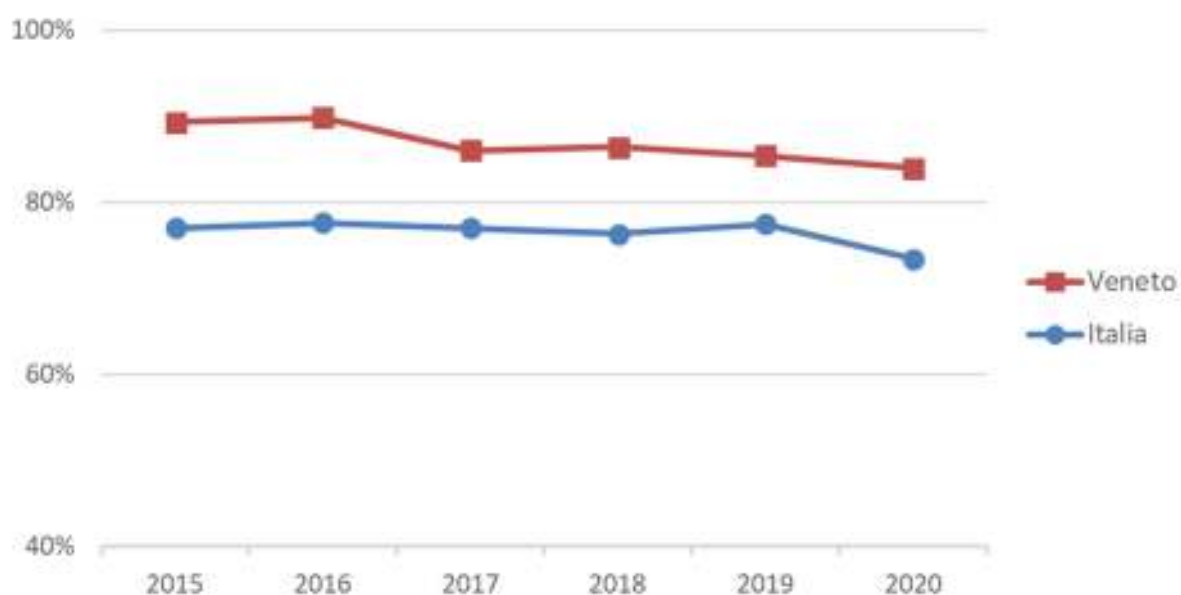


Figura 3.20 – Trend storico del grado di dipendenza energetica del Veneto e dell'Italia (= import netto / disponibilità lorda), consumi interni, escluso il traffico internazionale sia marittimo che aereo). Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

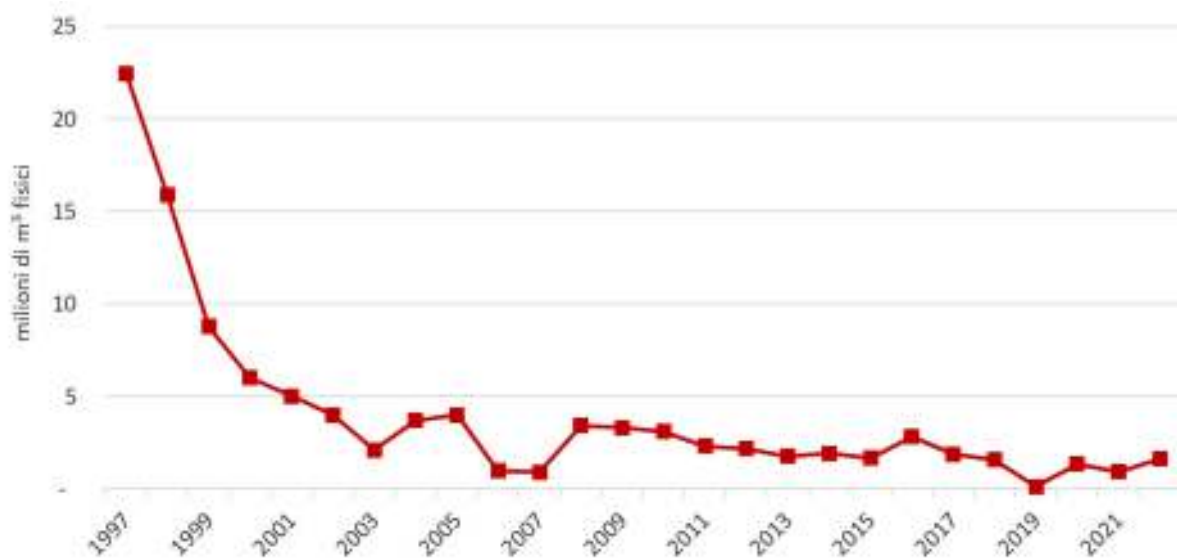


Figura 3.21 - Produzione primaria di gas naturale in Veneto dal 1997 al 2021 (milioni di Smc). Fonte: elaborazione RSE su dati UNEM e MiSE (UNMIG)

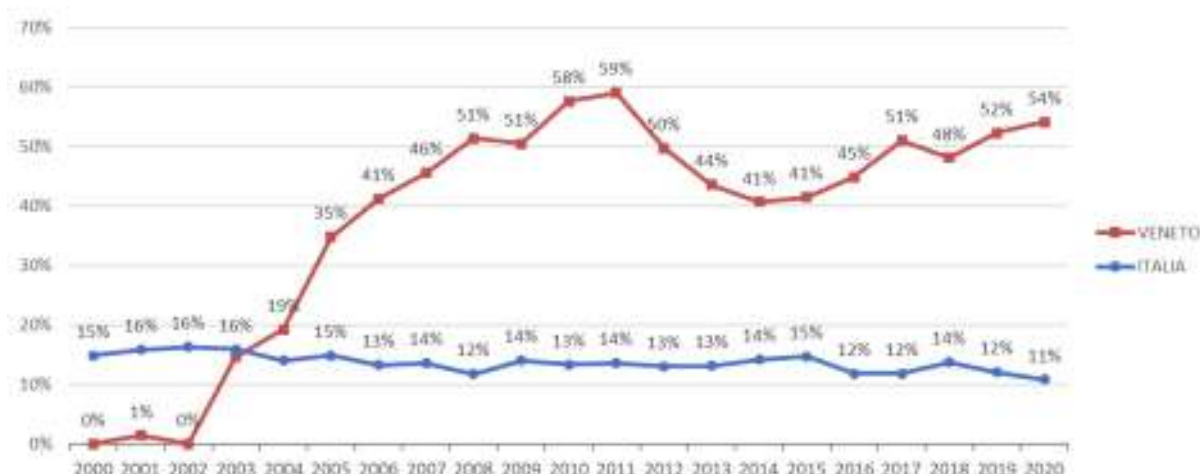


Figura 3.22 – Percentuale di import netto su consumi interni di energia elettrica in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

Consumo interno di energia primaria

Complessivamente, il consumo interno del Veneto è pari al 9% circa del consumo interno nazionale, in linea con il rapporto PIL regionale/PIL nazionale (9%).

Osservando la Figura 3.24, si nota che i combustibili fossili gassosi rappresentano la prima fonte di energia primaria del Veneto a partire dal 2014 (36% del consumo interno nel 2019), seguita da prodotti petroliferi (32% nel 2019).

I combustibili gassosi sono consumati per circa tre quarti dai settori finali e un quarto dal settore delle trasformazioni (settore termoelettrico e generazione centralizzata di calore per teleriscaldamento) (Figura 3.23). I prodotti petroliferi sono sostanzialmente associati ai settori finali.

Il consumo interno di combustibili fossili solidi si è ridotto negli anni dal 2015 al 2020 (Figura 3.25): il calo riflette la chiusura della centrale a carbone di Porto Tolle e di Porto Marghera e la progressiva riduzione della produzione di energia elettrica da parte della centrale a carbone di Fusina⁵⁵.

Le energie rinnovabili rappresentano il 10% del consumo interno di energia nel 2019 (Figura 3.23). Nell'ultimo decennio si è osservata una progressiva crescita delle rinnovabili sia nei consumi finali che nel settore elettrico e delle trasformazioni (Figura 3.26).

⁵⁵ Le unità di produzione a carbone della centrale di Fusina avrebbero dovuto essere dismesse, sostituite da CCGT, sono invece state inserite come asset strategico del piano Cingolani del 2022 per contenere la necessità di approvvigionamento di gas.

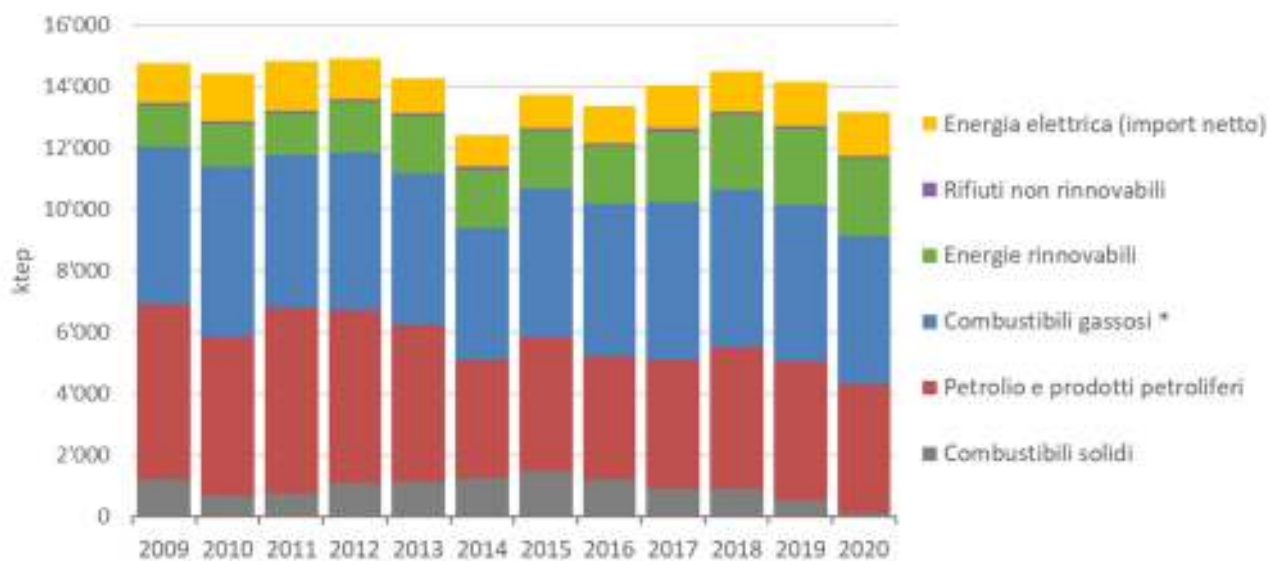


Figura 3.23 - Consumo interno del Veneto per fonte, al netto di bunkeraggi marittimi internazionali e aviazione internazionale. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat. * Nei combustibili gassosi sono inclusi gas naturale e gas manufatti.

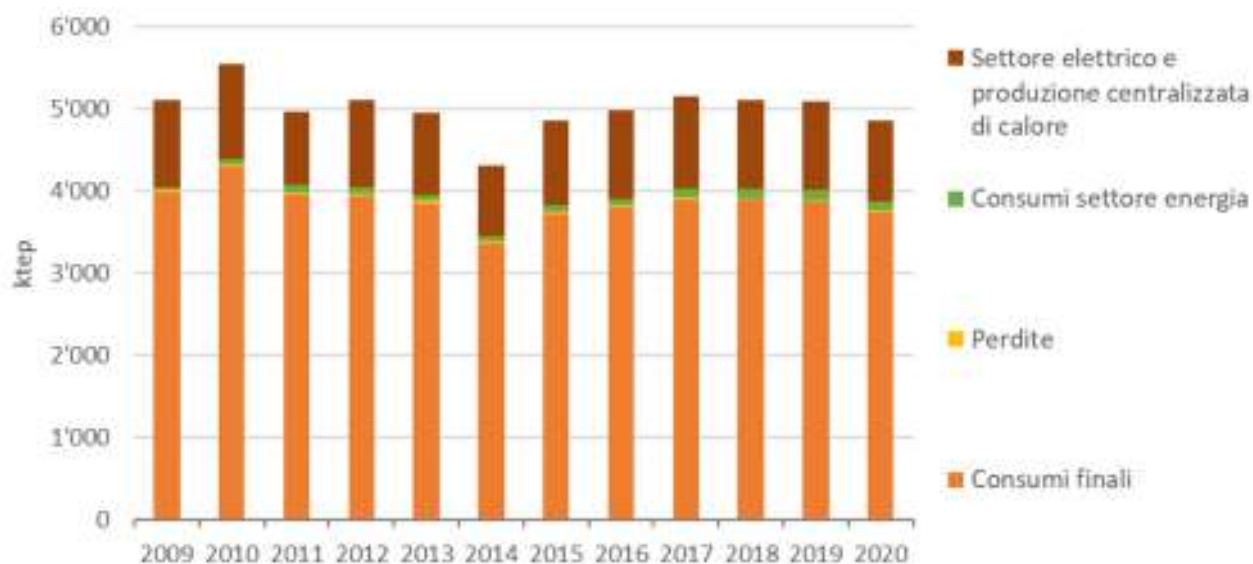


Figura 3.24 – Consumo interno di combustibili fossili gassosi (gas naturale + gas manufatti) per macrosettore nel Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA.

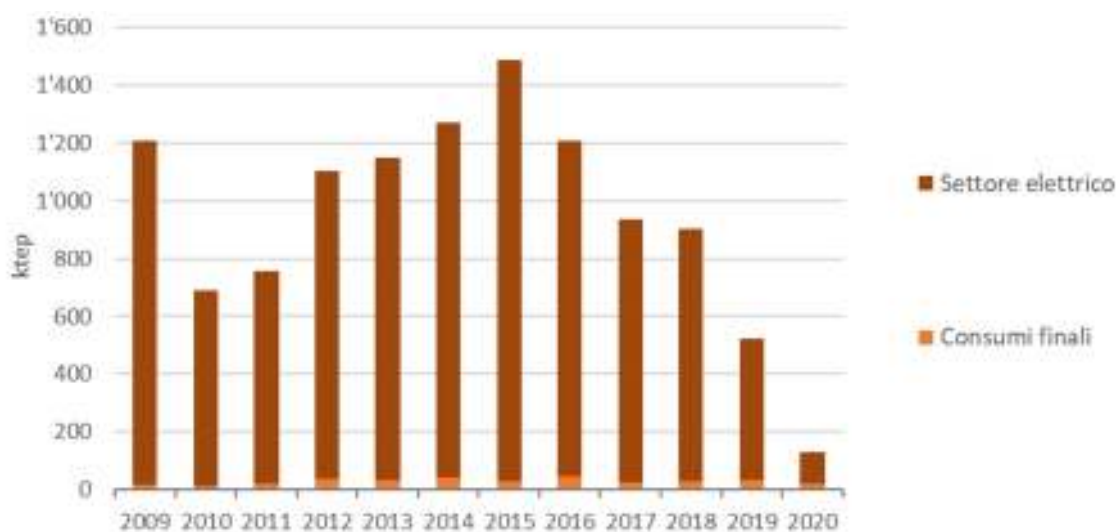


Figura 3.25 - Consumo interno di combustibili fossili solidi per macrosettore nel Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA.

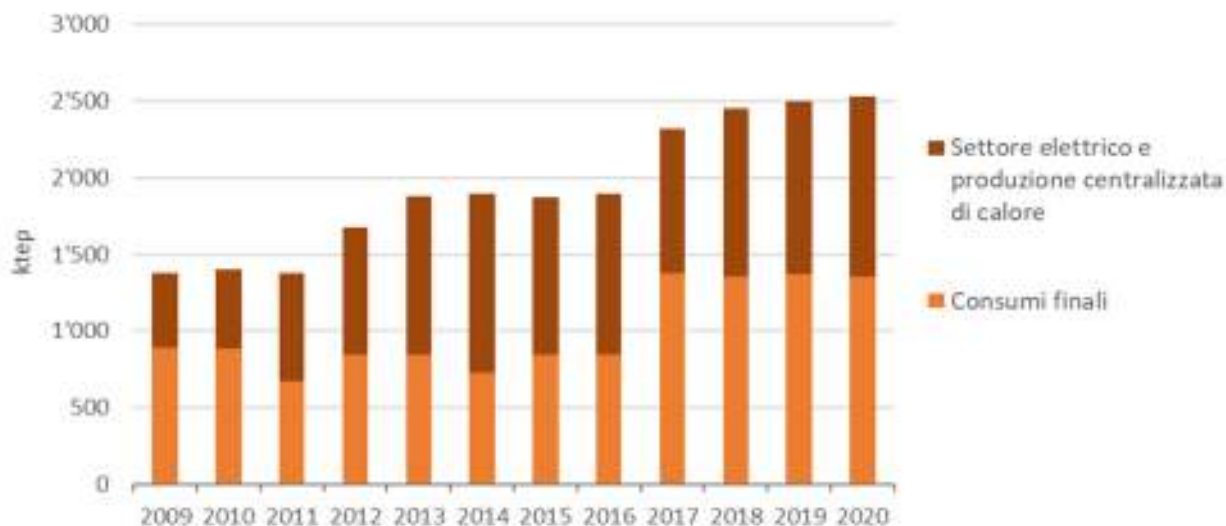


Figura 3.26 - Consumo interno di energie rinnovabili per macrosettore nella regione Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA.

Consumi finali

I consumi finali del Veneto sono pari al 10% circa dei consumi finali nazionali.

Analizzando l'andamento dei consumi finali per settore (Figura 3.27), in Veneto si nota una riduzione dei consumi del settore industriale fra il 2008 e il 2013 in conseguenza della crisi economico-finanziaria scoppiata negli Stati Uniti d'America che si è poi estesa alle maggiori economie mondiali. Successivamente, i consumi finali dell'industria veneta sono rimasti pressoché stabili. Il settore che assorbe la quota più alta di consumi finali è quello degli usi civili (45%), seguito dai trasporti (30%) e dall'industria (23%) (dati riferiti al 2019). I consumi del settore civile sono quelli maggiormente variabili di anno in anno, essendo influenzati significativamente sia dalle temperature invernali, sia da quelle estive per soddisfare i fabbisogni di climatizzazione degli edifici.

La Figura 3.28 mostra la percentuale di elettrificazione dei consumi finali, cioè il rapporto fra i consumi finali elettrici e i consumi finali di tutti i prodotti energetici (elettricità, gas, prodotti petroliferi, biomasse, ecc.). Il livello di elettrificazione è simile in Italia e in Veneto ed è pari al 23% nel 2019.

Nei paragrafi seguenti si riporta un focus sui consumi finali dei settori Industria, Trasporti e Civile.

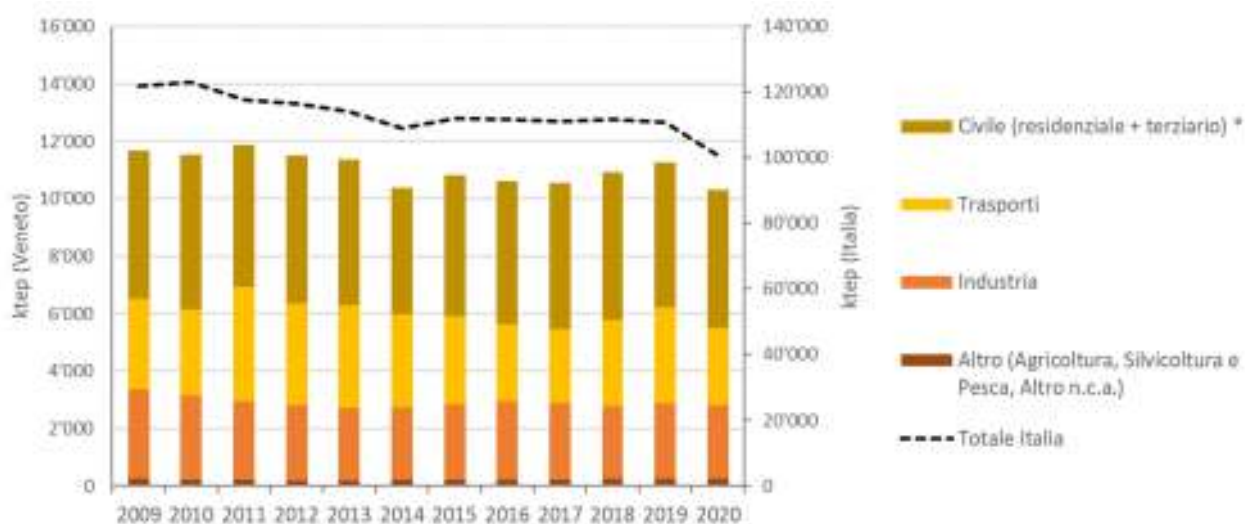


Figura 3.27 – Consumi finali nel Veneto (per settore) e in Italia (totale, asse secondario). *: dati al netto del calore ambientale estratto dalle pompe di calore. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

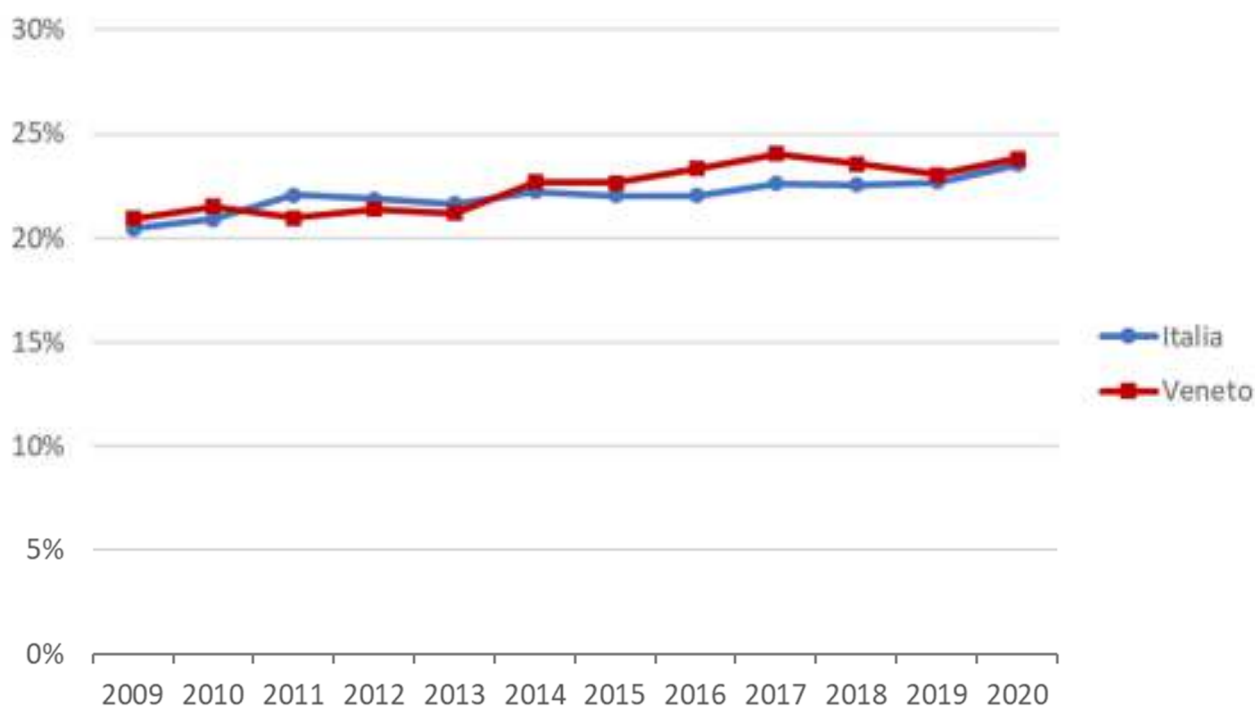


Figura 3.28 – Elettrificazione dei consumi finali in Veneto e in Italia, al netto del calore ambientale estratto dalle pompe di calore. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

Settore elettrico - Bilancio elettrico regionale

Dal bilancio elettrico del Veneto (Figura 3.29) si evince che la regione importa circa il 50% del proprio fabbisogno di energia elettrica. La tendenza di importazione si verifica a partire dal 2003 in seguito alla progressiva riduzione della produzione e successiva chiusura (nel 2015) della centrale di Porto Tolle alimentata ad olio combustibile. Come definito nel PNIEC [7], si prevede entro il 2025 il phase-out dalla generazione a carbone, era in programma quindi la chiusura (o riconversione a gas naturale) anche della centrale a carbone di Fusina che già negli ultimi anni ha ridotto sensibilmente la propria produzione ma che, più recentemente, è stata inserita come asset strategico del piano del ministro Cingolani per contenere la necessità di approvvigionamento di gas in situazione di emergenza.

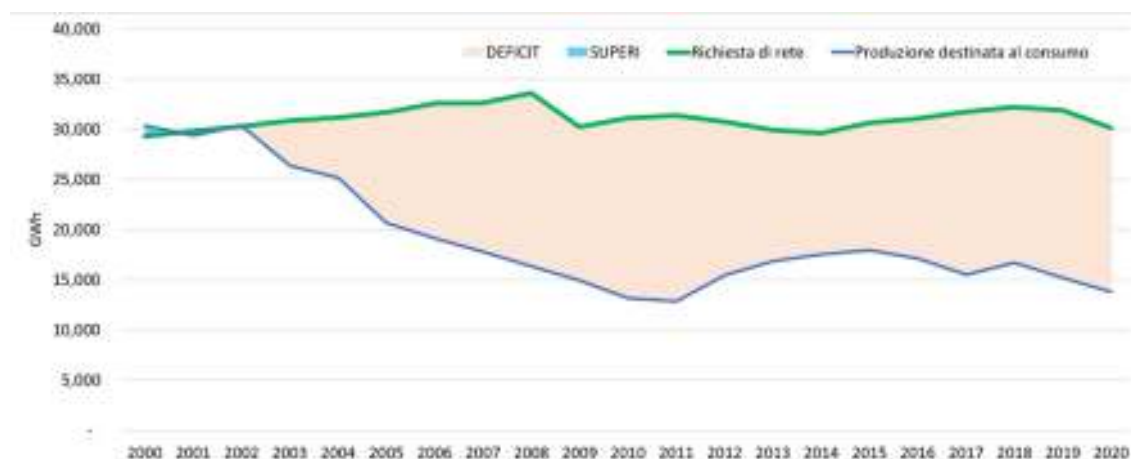


Figura 3.29 - Serie storica del bilancio di energia elettrica⁵⁶ nel Veneto nel periodo 2000-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici Terna [8].

Anche a livello nazionale (Figura 3.30) si ha una importazione netta di energia elettrica anche se il contributo dell'import è inferiore rispetto alla situazione del Veneto. Al 2020, le importazioni di energia elettrica sono state pari a circa l'11% del fabbisogno elettrico nazionale.

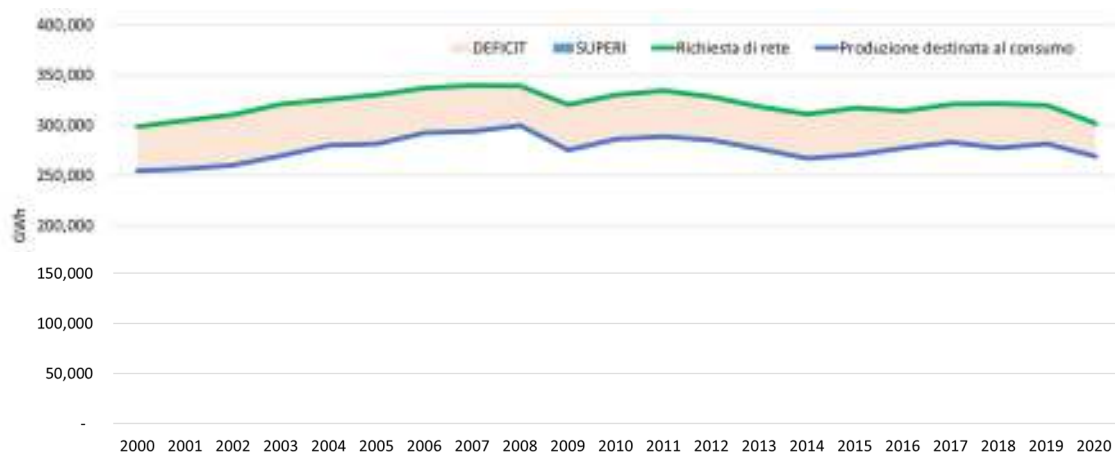


Figura 3.30 - Serie storica del bilancio di energia elettrica in Italia nel periodo 2000-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici Terna [8].

⁵⁶ La produzione elettrica riportata nei grafici è quella destinata al consumo = produzione lorda – consumi dei servizi ausiliari – energia destinata ai pompaggi.

Offerta di energia elettrica

Per quanto riguarda la produzione lorda di energia elettrica della Regione (Figura 3.31), l'ultimo dato statistico del 2023 indica un valore di circa 15 TWh, distribuiti in misura maggiore per le FER⁵⁷ (55%) e minore per il termoelettrico (45%), con un contributo del 19,3% del fotovoltaico, come mostrato anche in Figura 3.32; a livello nazionale il contributo della produzione da FER rispetto al totale si attesta invece al 40% nel 2021. In Figura 3.33 si mostra il peso percentuale della produzione da FER e termoelettrico nel Veneto rispetto ai rispettivi valori nazionali. Il Veneto contribuisce al 2021 per il 6% della produzione complessiva da FER e per il 4% per la produzione da termoelettrico. Mentre il contributo da rinnovabili è rimasto stabile nel periodo analizzato (riduzione da 8% a 6%), il contributo del termoelettrico si è ridotto significativamente dal 12% al 4% in seguito alla chiusura della centrale di Porto Tolle.

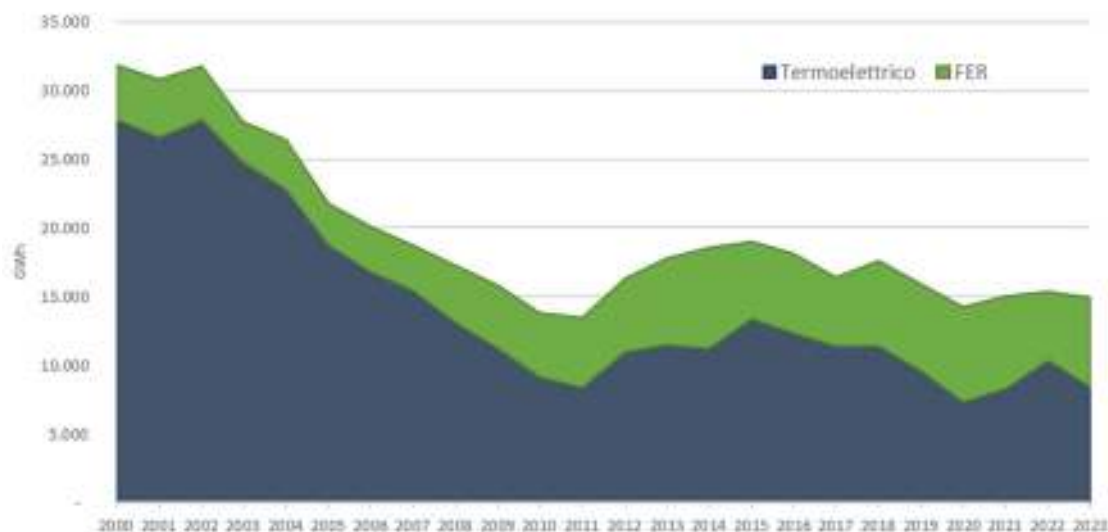


Figura 3.31 – Serie storica della produzione lorda di energia elettrica in Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].



Figura 3.32 - Serie storica della percentuale di produzione lorda di energia elettrica da impianti FER rispetto alla produzione totale, confronto Veneto-Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

⁵⁷ Gli impianti a bioenergie sono stati inclusi tra gli impianti FER.

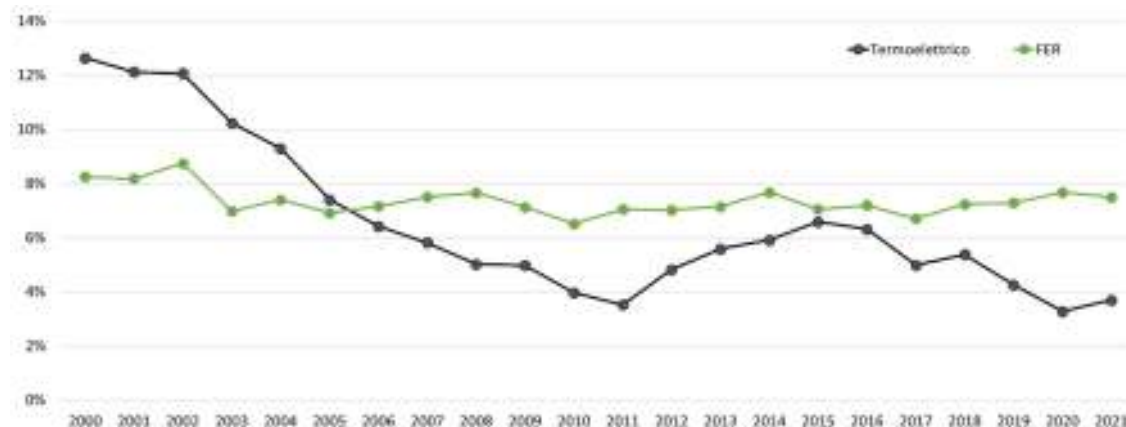


Figura 3.33 - Serie storica della percentuale di produzione lorda di energia elettrica da impianti FER e termoelettrico in Veneto rispetto alla produzione totale nazionale. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

Per quanto riguarda la capacità di generazione elettrica della Regione (Figura 3.34), l'ultimo dato statistico del 2023, indica un valore di circa 7,58 GW, con una maggioranza di impianti FER⁵⁸ (61,5%) rispetto a quelli termoelettrici (38,5%); a livello nazionale il contributo della capacità di impianti FER rispetto al totale si attesta invece nel 2021 al 50%. In Figura 3.36 si mostra il peso percentuale della capacità di impianti FER e termoelettrici nel Veneto rispetto ai valori nazionali. Il Veneto concorre al 2021 per il 7% della capacità complessiva di impianti FER e per il 5% per la capacità termoelettrica. Seppur sia da rilevare l'aumento in termini assoluti della capacità di generazione fotovoltaica, il contributo da rinnovabili rispetto alla capacità totale è rimasto stabile nel periodo analizzato, mentre quello del termoelettrico si è dimezzato dal 10% al 5% in seguito alla chiusura della centrale di Porto Tolle.

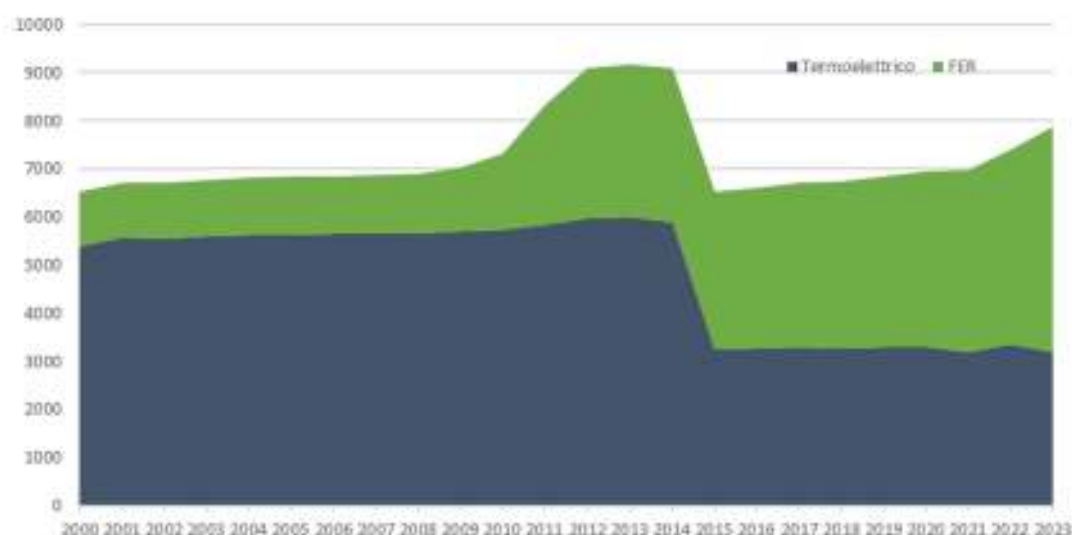


Figura 3.34 - Serie storica della capacità lorda di generazione elettrica in Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

⁵⁸ Gli impianti a bioenergie sono stati inclusi tra gli impianti FER



Figura 3.35 - Serie storica della percentuale di capacità lorda di impianti FER rispetto alla capacità totale, confronto Veneto-Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

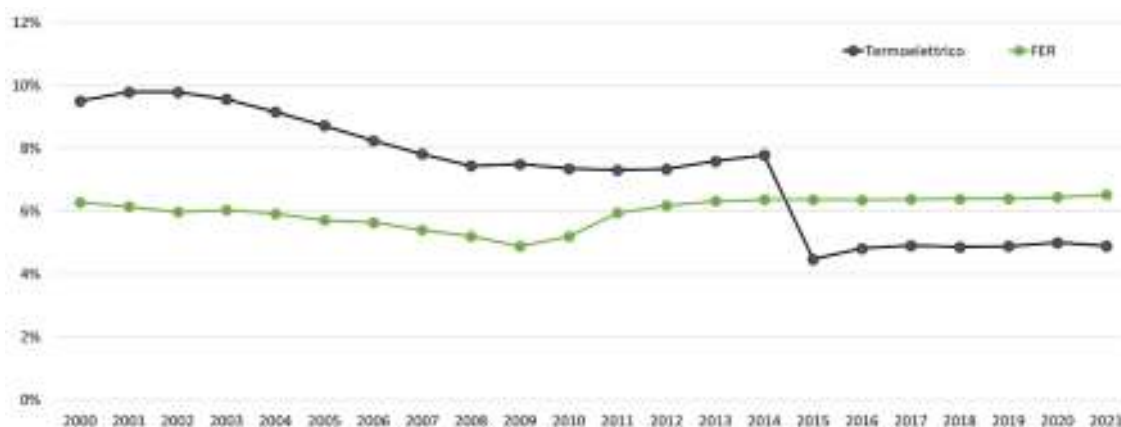
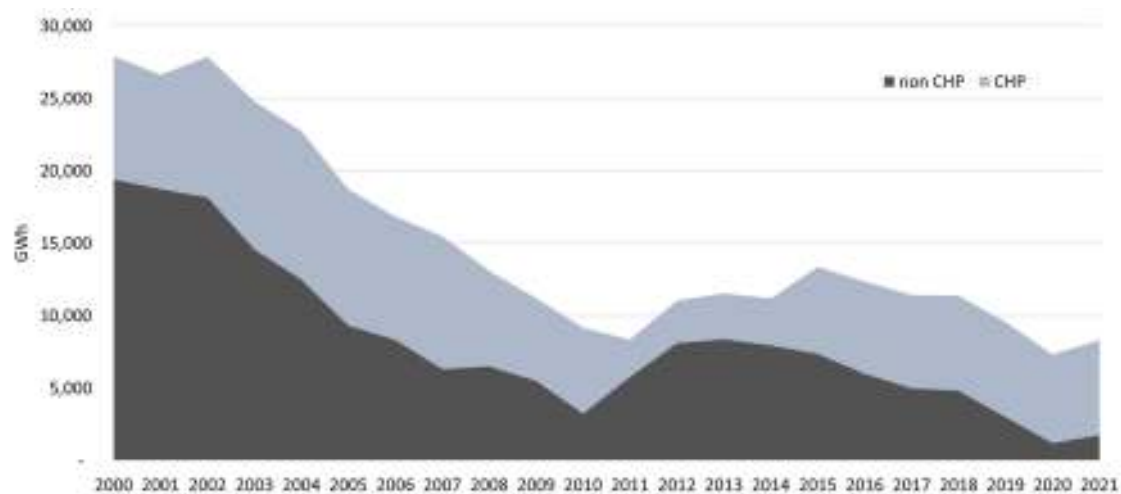
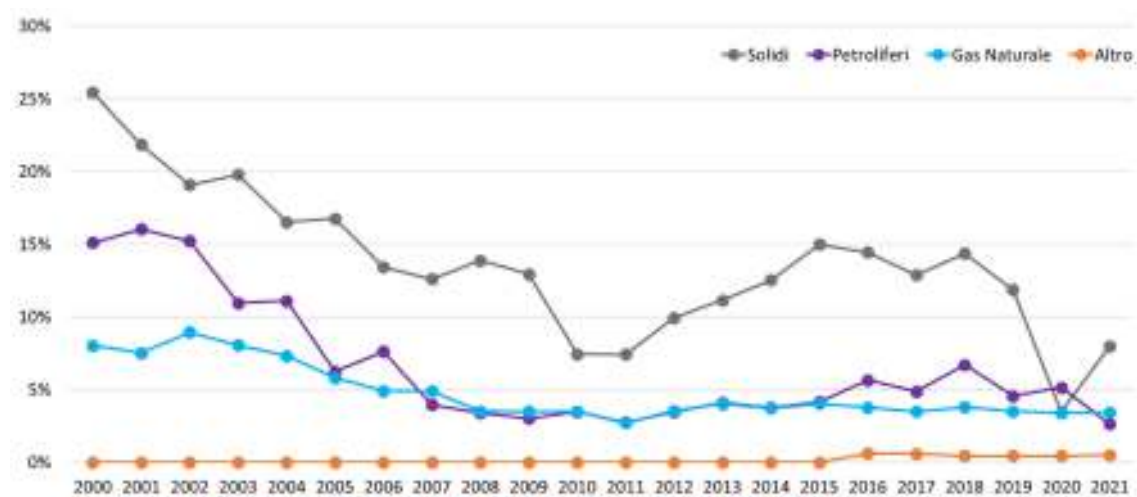
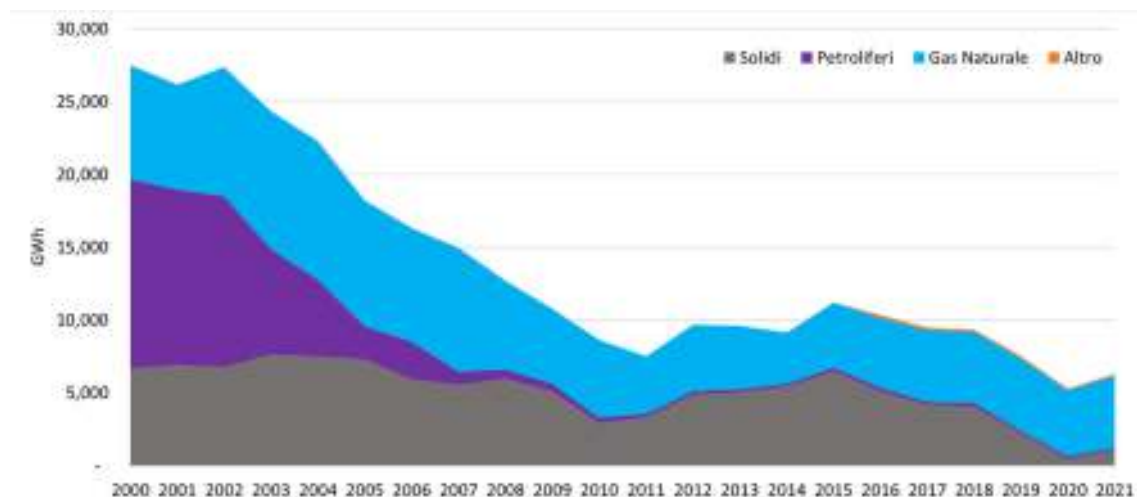


Figura 3.36 - Serie storica della percentuale di capacità lorda di impianti FER e termoelettrici in Veneto rispetto alla capacità totale nazionale. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

Impianti termoelettrici

Per la produzione termoelettrica (Figura 3.37) nel Veneto, si rileva nel 2021 un ruolo predominante del gas naturale che rappresenta l'80% del mix regionale termoelettrico. Nel periodo analizzato (2000-2021) si è verificato quindi un importante cambiamento del mix; nel 2000 il gas naturale rappresentava infatti solo il 30% con la prevalenza dei prodotti petroliferi (45%) seguiti dai solidi (25%). La chiusura delle centrali di Porto Tolle (olio combustibile) e Porto Marghera (carbone) e la riduzione della produzione della centrale di Fusina (carbone) hanno cambiato radicalmente la situazione. La Figura 3.37 mostra il peso percentuale della produzione termoelettrica con le diverse fonti rispetto al totale nazionale. In Figura 3.38 si mostra invece il dettaglio della cogenerazione, al 2021 l'80% della produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici proviene da impianti di tipo cogenerativo (CHP).



Principali centrali termoelettriche del Veneto

Nella regione sono operative al 2021 tre principali centrali termoelettriche (Tabella 3.2): una di proprietà dell'ENEL e due di proprietà di EDISON. Nella regione erano presenti altre tre centrali ora dismesse: Porto Marghera, Porto Tolle e Porto Viro.

Centrale	Società	Combustibile	Stato
Fusina	ENEL	Carbone	✓
Marghera Azotati	EDISON	Gas Naturale	✓
Marghera Levante	EDISON	Gas Naturale	✓
Porto Viro	EDISON	Gas Naturale	✗
Porto Marghera	ENEL	Carbone	✗
Porto Tolle	ENEL	Olio combustibile	✗

Tabella 3.2 – Principali centrali termoelettriche in Veneto.

Centrale di Fusina

La potenza elettrica complessiva della centrale, alimentata a carbone, è di circa 976 MW. Il primo parallelo della centrale è stato nel dicembre del 1964 (gruppo 1 da 165 MW), successivamente sono entrati in servizio i restanti gruppi: gruppo 2 (da 171 MW) nel 1969 e gruppi 3 e 4 (da 320 MW ciascuno) nel 1974. È inoltre presente un gruppo 5 (da 160 MW) che è fuori servizio dall'ottobre del 1999 per vincoli autorizzativi. Presso questa centrale, è stato costruito anche un sesto gruppo, il primo di taglia industriale a livello mondiale alimentato ad idrogeno (che può funzionare anche a metano o in miscela idrogeno-metano), con potenza elettrica di 12 MW. In seguito alla decisione di abbandonare la generazione elettrica da carbone in Italia entro il 2025, come definito nel PNIEC, la produzione della centrale è progressivamente calata (Figura 3.40). Nel 2021 c'è stata una ripresa della produzione in seguito alla crescita dei costi del gas naturale nel contesto di mercato post-pandemico. Nel 2022 la centrale è stata inserita come asset strategico del "Piano Cingolani" per contenere la necessità di approvvigionamento di gas.

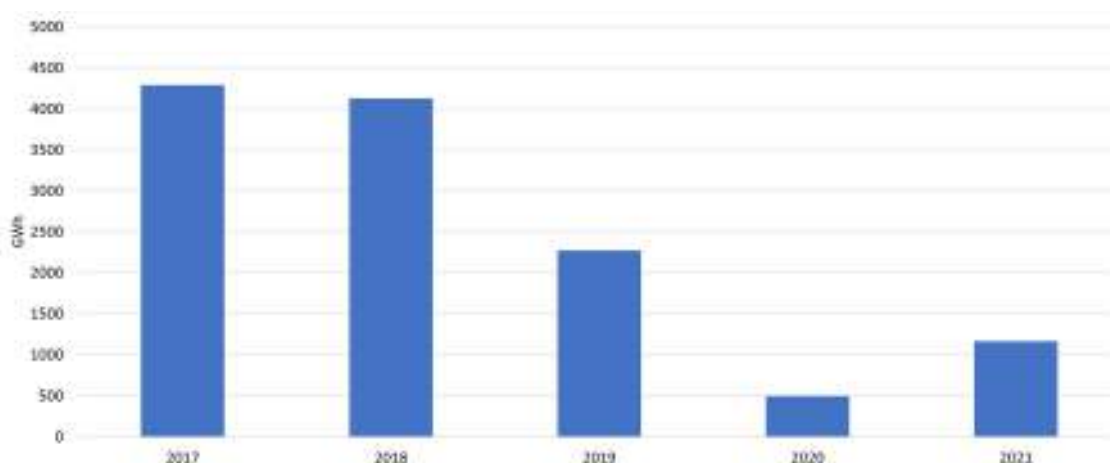


Figura 3.40 - Produzione lorda di energia elettrica, centrale di Fusina (2017-2021). Fonte: Dichiarazione EMAS, ENEL

Centrale di Marghera Azotati

La potenza elettrica complessiva della centrale a ciclo combinato, alimentata a gas naturale, è di circa 240 MW. La Centrale di Marghera Azotati è localizzata all'interno del Sito d'Interesse Nazionale di Porto Marghera. Il funzionamento si basa sull'utilizzo di due turbine a gas di nuova generazione entrate in servizio nel 2010, in sostituzione delle precedenti turbine a gas in funzione dal 1993. La Figura 3.41 mostra la produzione di energia elettrica della centrale nel periodo 2017-2020.

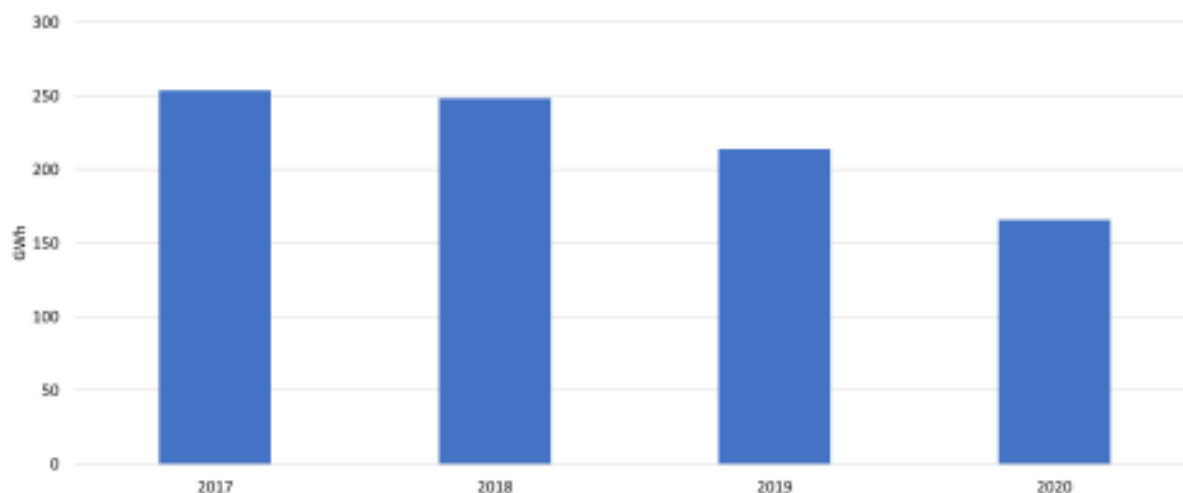


Figura 3.41 – Produzione lorda di energia elettrica, centrale di Marghera Azotati (2017-2020). Fonte: Dichiarazione EMAS, EDISON

I dati disponibili, forniti da Edison, relativi agli anni successivi al 2020 sono i seguenti:

Produzione 2021: 204.705 MWh

Produzione 2022: 214.445 MWh

Produzione 2023: 84.924 MWh.

Centrale di Marghera Levante

La centrale è stata costruita nella seconda zona industriale di Porto Marghera, sviluppata a partire dal 1960 realizzando il riempimento dell'area lagunare con materiali di riporto provenienti da scavi e da attività industriali della prima zona industriale. Dal 1992 la centrale lavora in assetto cogenerativo con fornitura di vapore agli stabilimenti del polo petrolchimico.

L'impianto attuale, entrato a regime a fine 2022, è il risultato dell'ultimo intervento di ammodernamento⁵⁹ durato circa 4 anni della centrale termoelettrica preesistente.

Il nuovo gruppo ha una potenza di 780 MW ed è in grado di assicurare una riduzione delle emissioni specifiche di ossidi di azoto (mg Nox/kWh) fino al 70% e di quelle di anidride carbonica (mg CO2/kWh) fino al 30% rispetto alla media dell'attuale parco termoelettrico italiano⁶⁰.

La Figura 3.42 mostra la produzione di energia elettrica della centrale nel periodo 2017-2020.

⁵⁹ Il nuovo assetto della centrale si compone di una turbina da 515 MW tecnologicamente pronta per l'impiego di idrogeno fino in miscela col gas naturale, un generatore di vapore a recupero con un sistema catalitico di riduzione degli ossidi di azoto e una turbina a vapore da 265 MW. L'intervento di ammodernamento ha coinvolto i gruppi turbogas precedentemente installati e i relativi generatori di vapore a recupero, la turbina a vapore e il generatore di vapore. Inoltre sono stati ridotti i camini da 5 a 3.

⁶⁰ Sono attualmente in corso degli studi di valutazione delle migliori opzioni di decarbonizzazione del sito (utilizzo di miscele di gas naturale ed idrogeno, cattura e stoccaggio della CO2) in ottica di aumentare ulteriormente, nei prossimi anni, la sostenibilità ambientale della produzione di energia elettrica da fonte fossile.

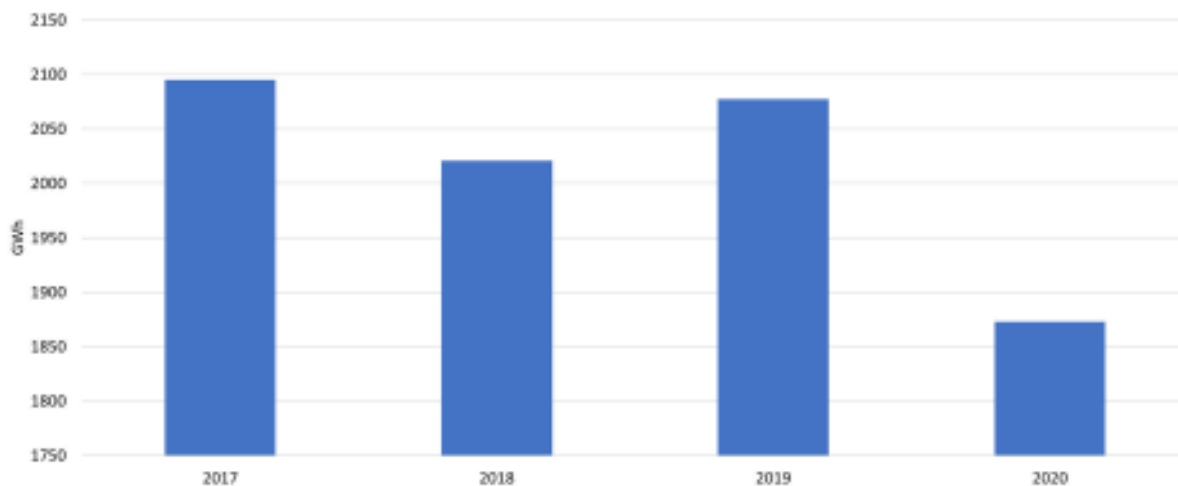


Figura 3.42 - Produzione lorda di energia elettrica, centrale di Marghera Levante (2017-2020). Fonte: Dichiarazione EMAS, EDISON

I dati disponibili, forniti da Edison, relativi agli anni successivi al 2020 sono i seguenti:

Produzione 2021 (in GWh): 1.686.451 MWh

Produzione 2022 (in GWh): 2.064.967 MWh

Produzione 2023 (in GWh): 2.187.632 MWh.

Centrale di Porto Viro

La centrale è un ciclo combinato cogenerativo, alimentato a gas naturale, con una potenza elettrica complessiva di circa 125 MW. La centrale è posta in stato di conservazione⁶¹ dal marzo 2013.

Centrale di Porto Marghera

La potenza elettrica complessiva della centrale, alimentata a carbone, era di 140 MW. La centrale è stata in funzione fino al 2012 riducendo progressivamente la propria produzione di energia elettrica a causa della diminuzione progressiva della domanda elettrica nazionale: nel 2013 e nel 2014 non è mai stata chiamata in servizio. La centrale è stata venduta nel 2015, insieme all'area circostante, a tre soggetti già presenti con le loro attività nell'area industriale e che si occupano di logistica portuale, carpenteria metallica e impiantistica: Porto Invest s.r.l., Simic S.p.A. e CITI s.r.l.

Centrale di Porto Tolle

La potenza elettrica complessiva della centrale, alimentata a olio combustibile, era di 2640 MW (4 gruppi da 660 MW). L'impianto ha cessato le attività di produzione il 1° gennaio 2015, dopo essere stato dichiarato in conservazione. Era stato infatti avviato un iter autorizzativo per la riconversione a carbone della centrale, ma la richiesta non è mai arrivata a conclusione in seguito al programma di abbandono della generazione a carbone entro il 2025. Nel maggio 2019 è stato firmato il preliminare di vendita del sito con la società Human Company che ha presentato una proposta di riqualificazione per trasformarlo in un innovativo villaggio turistico. I componenti principali dei gruppi di generazione sono stati smontati e/o trasferiti ad altri impianti Enel.

⁶¹ Si definisce come “messa in conservazione”, la situazione per il quale un produttore richiede l'interruzione dell'attività di produzione di energia elettrica dell'impianto senza la sua dismissione.

Impianti alimentati a fonti rinnovabile - FER

Analizzando più nel dettaglio gli impianti FER (Figura 3.43) nel Veneto, si rileva nel 2021 un ruolo predominante dell'idroelettrico che rappresenta circa il 50% del mix regionale di produzione da fonti FER. Anche per le FER nel periodo analizzato (2000-2021) si evidenzia un importante cambiamento del mix; nel 2000 l'idroelettrico rappresentava infatti il 95% del mix con un contributo limitato al 5% delle bioenergie. A partire dal 2010 si registra la crescita della produzione da bioenergie e fotovoltaico che al 2021 contribuiscono entrambe con una quota del 25% nel mix di produzione rinnovabile. La Figura 3.44 mostra il peso percentuale della produzione rinnovabile con le diverse fonti rispetto al totale nazionale.

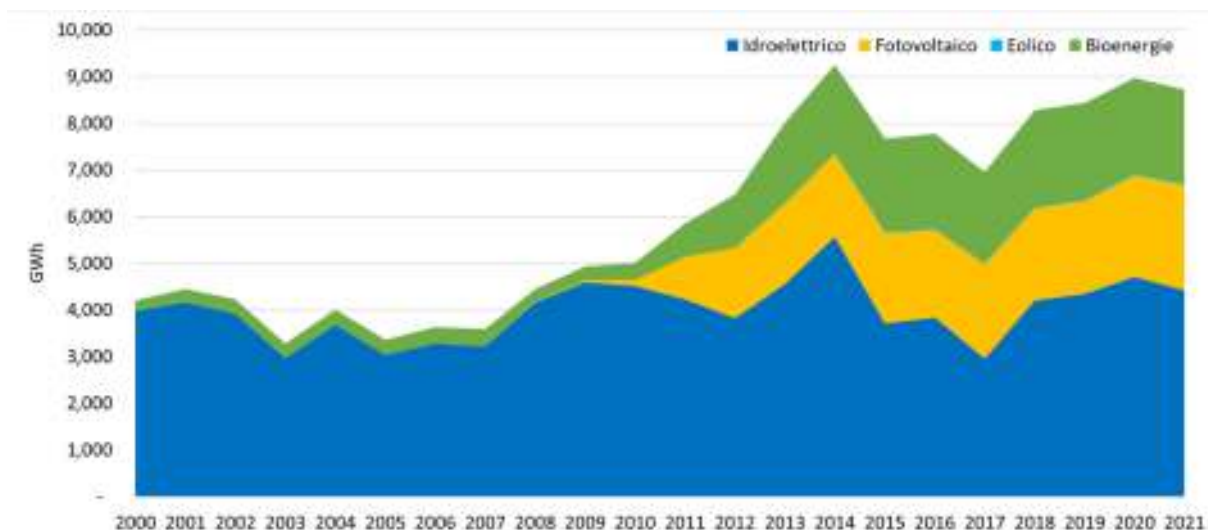


Figura 3.43 - Serie storica della produzione lorda di energia elettrica da impianti FER in Veneto Fonte: elaborazione RSE su dati statistici Terna [8].

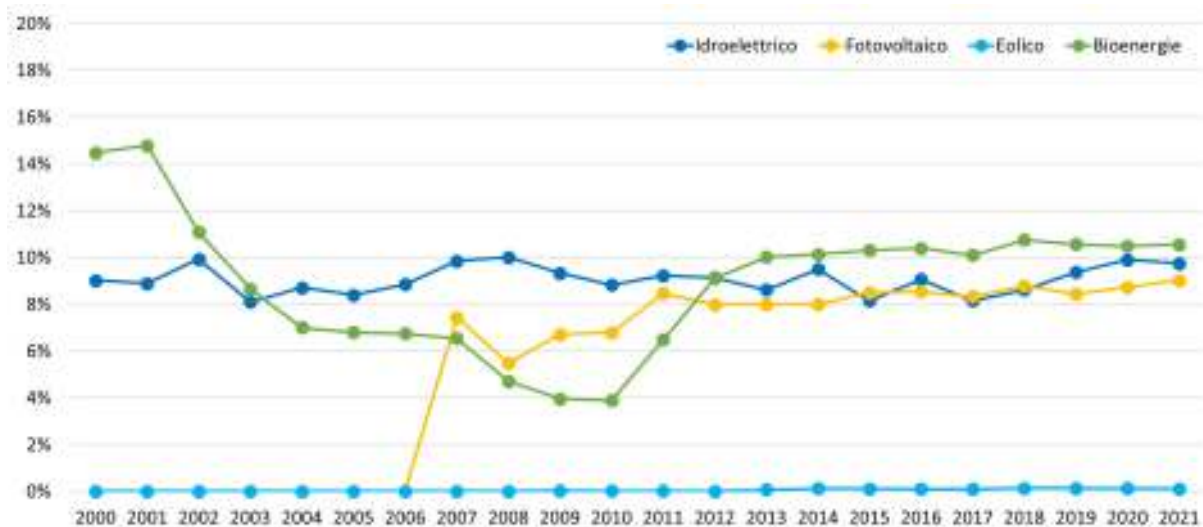


Figura 3.44 - Serie storica della percentuale di produzione lorda di energia elettrica da FER, per fonte, in Veneto rispetto alla produzione totale nazionale per fonte. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici Terna [8].

Relativamente alla capacità degli impianti FER (Figura 3.45) nel Veneto, si rileva nel 2021 un ruolo predominante del fotovoltaico che rappresenta circa il 58% del mix regionale di impianti FER. Come già evidenziato per la produzione elettrica, nel periodo analizzato si è riscontrato un importante cambiamento del mix; nel 2000 l'idroelettrico rappresentava infatti il 94% della capacità FER complessiva regionale.

Al 2021 il peso della capacità idroelettrica è sceso al 31% anche se in termini di energia rimane la fonte principale. La Figura 3.46 mostra il peso percentuale della capacità installata delle diverse fonti FER rispetto al totale nazionale. Nei paragrafi seguenti si analizzano nel dettaglio le diverse fonti.

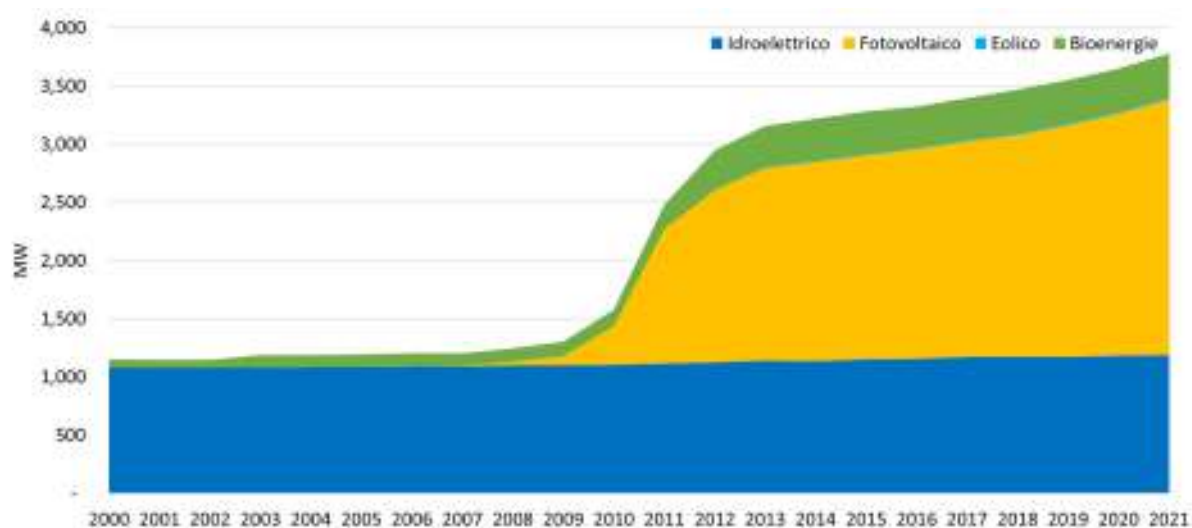


Figura 3.45 - Serie storica della capacità lorda di impianti FER in Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

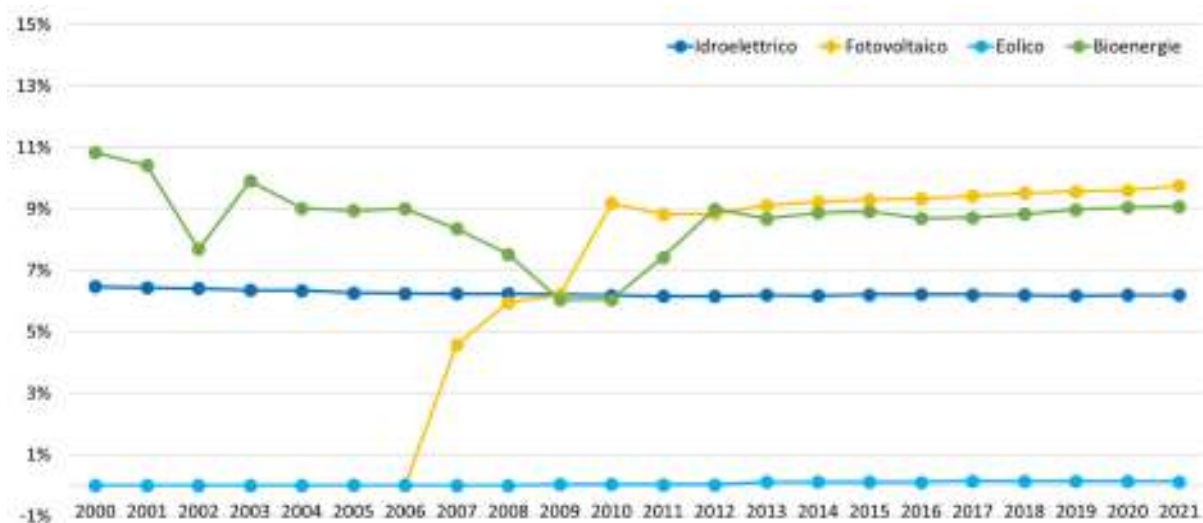


Figura 3.46 - Serie storica della percentuale di capacità lorda di energia elettrica da FER, per fonte, in Veneto rispetto alla capacità totale nazionale per fonte. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

Solare fotovoltaico

La Figura 3.47 mostra l'evoluzione della capacità installata di impianti fotovoltaici in Veneto e nelle restanti regioni italiane dal 2000 al 2024. Nel Veneto è presente circa il 10,15% della potenza complessiva di impianti fotovoltaici in Italia. È notevole la crescita registrata dal 2022, con una potenza installata a fine 2024 in Italia di 37.100 MW e in Veneto di 3.768 MW.

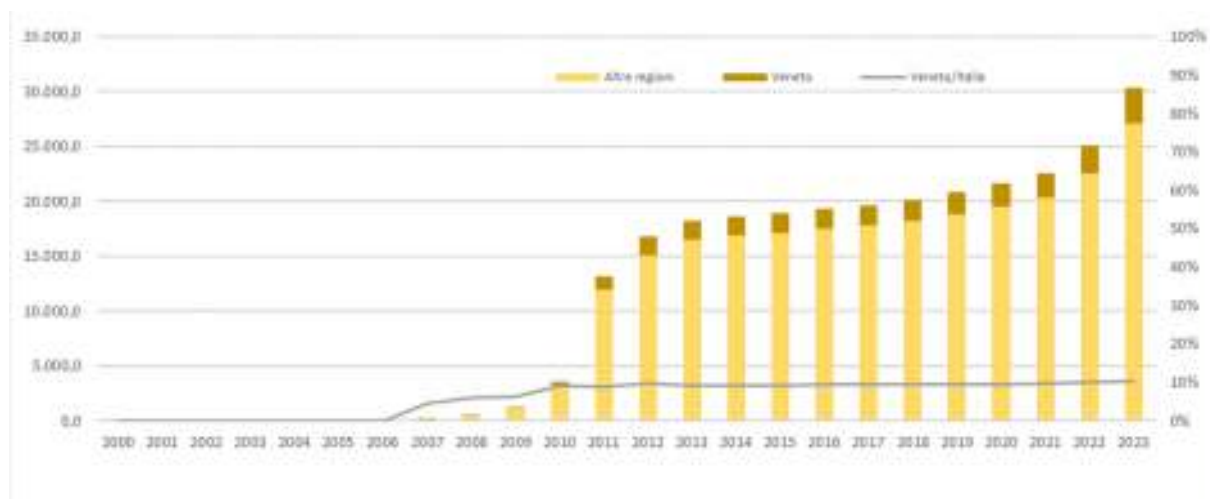


Figura 3.47 - Serie storica della capacità di FV installata in Veneto e in Italia, periodo 2000-2024. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Osservando nel dettaglio i dati relativi al 2021 (Figura 3.48) emerge che la numerosità (1.016.083) e la capacità installata (22.594 MW) degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane. A fine 2021, la regione con il maggior numero di impianti è la Lombardia (16%) seguita dal Veneto (14%). In termini di potenza installata a fine 2021 risultano installati in Veneto circa 2204 MW (10% del totale nazionale). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Puglia, con 2948 MW, pari al 13% del totale nazionale; nella stessa regione si osserva anche la dimensione media degli impianti più elevata (50 kW). In Veneto la taglia media si attesta invece sul valore medio di 14,9 kW (la media nazionale è pari a 22,4 kW nel 2021). Come indicato anche nel Rapporto statistico 2022 della Regione del Veneto, la taglia media degli impianti fotovoltaici in regione è in diminuzione dal 2011, ad indicare un cambiamento strutturale del settore: cresce il numero di impianti, ma hanno dimensioni più piccole.

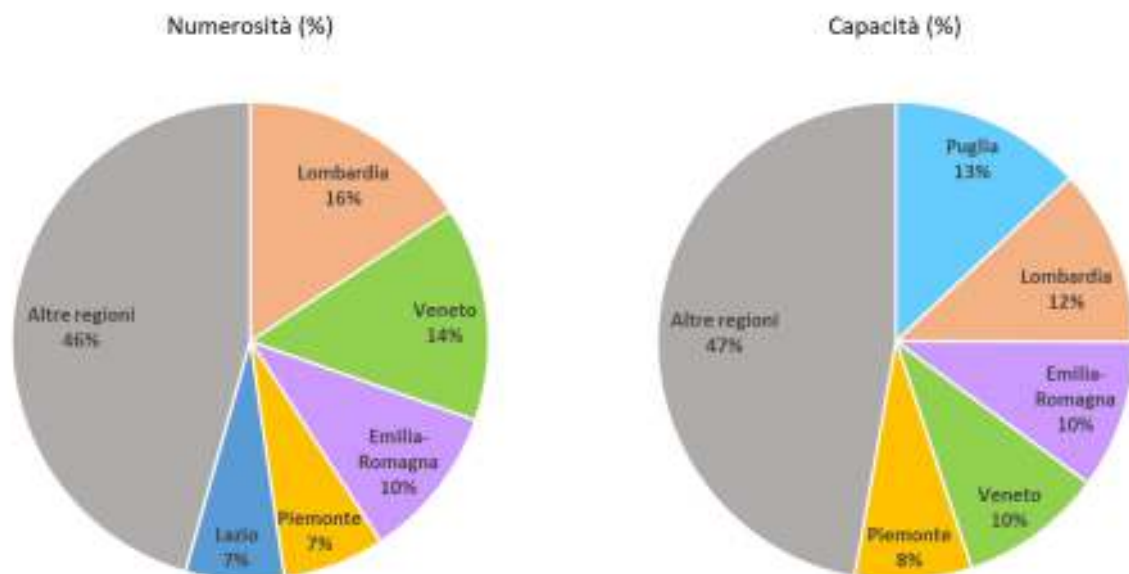


Figura 3.48 - Distribuzione percentuale della numerosità e della potenza installata degli impianti FV, anno 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Idroelettrico

La Figura 3.49 mostra l'evoluzione della capacità installata di impianti idroelettrici in Veneto e nelle restanti regioni italiane dal 2000 al 2021. Nel Veneto è presente circa il 6% della potenza complessiva di impianti idroelettrici installata in Italia.

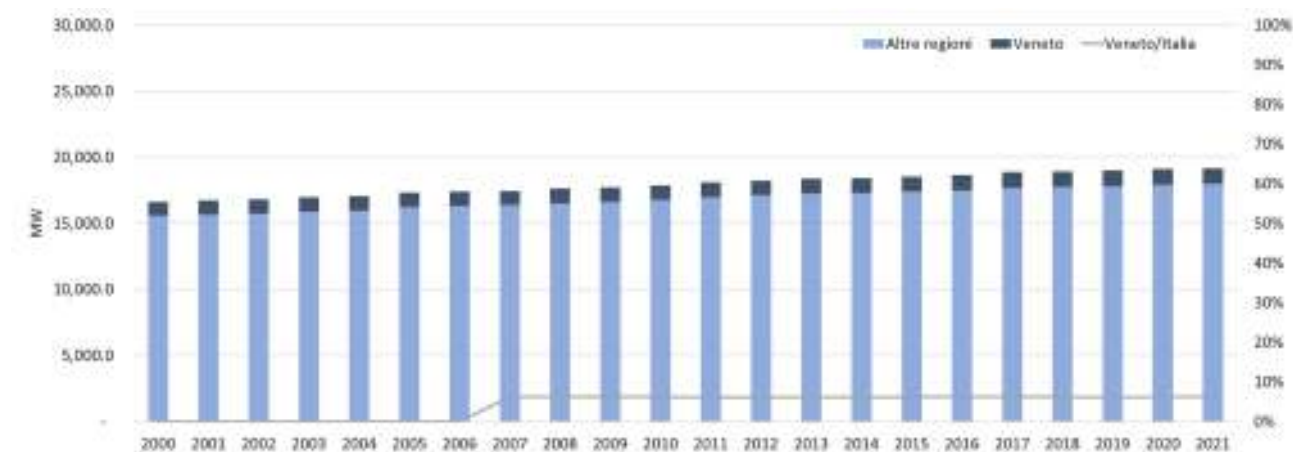


Figura 3.49 - Serie storica della capacità di idroelettrico installata in Veneto e in Italia, periodo 2000-2021. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Osservando nel dettaglio i dati relativi al 2021 (Figura 3.50) emerge che la numerosità (4.606) e la capacità installata (19.172 MW) degli impianti idroelettrici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane. A fine 2021, la regione con il maggior numero di impianti è il Piemonte (22%), mentre il Veneto occupa la quarta posizione con il 9%. In termini di potenza installata a fine 2021 risultano installati

in Veneto circa 1188 MW (6% del totale nazionale). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Lombardia, con oltre 5190 MW, pari al 27% del totale nazionale⁶².

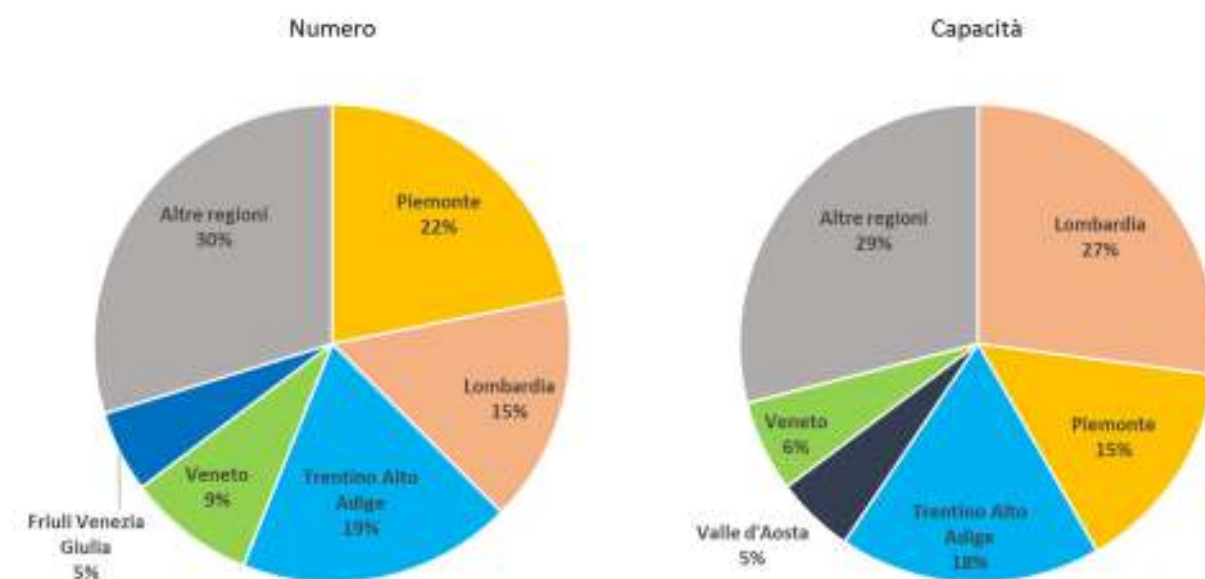


Figura 3.50 - Distribuzione percentuale della numerosità e della potenza installata degli impianti idroelettrici, anno 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Analizzando brevemente i dati di produzione e di potenza installata per FER in Italia, la Figura 3.51 evidenzia quanto la fonte idroelettrica, pur non rappresentando quella con la maggiore capacità installata, è la prima per energia prodotta, come effetto del migliore rapporto di energia prodotta per unità di potenza.

⁶² Si precisa che in Veneto nel corso degli ultimi anni, in alcuni casi, i consorzi di bonifica e altri soggetti hanno realizzato piccoli impianti idroelettrici ripristinando dei mulini già presenti nel territorio; si tratta di impianti che contribuiscono alla produzione di energia, seppur in maniera minima.

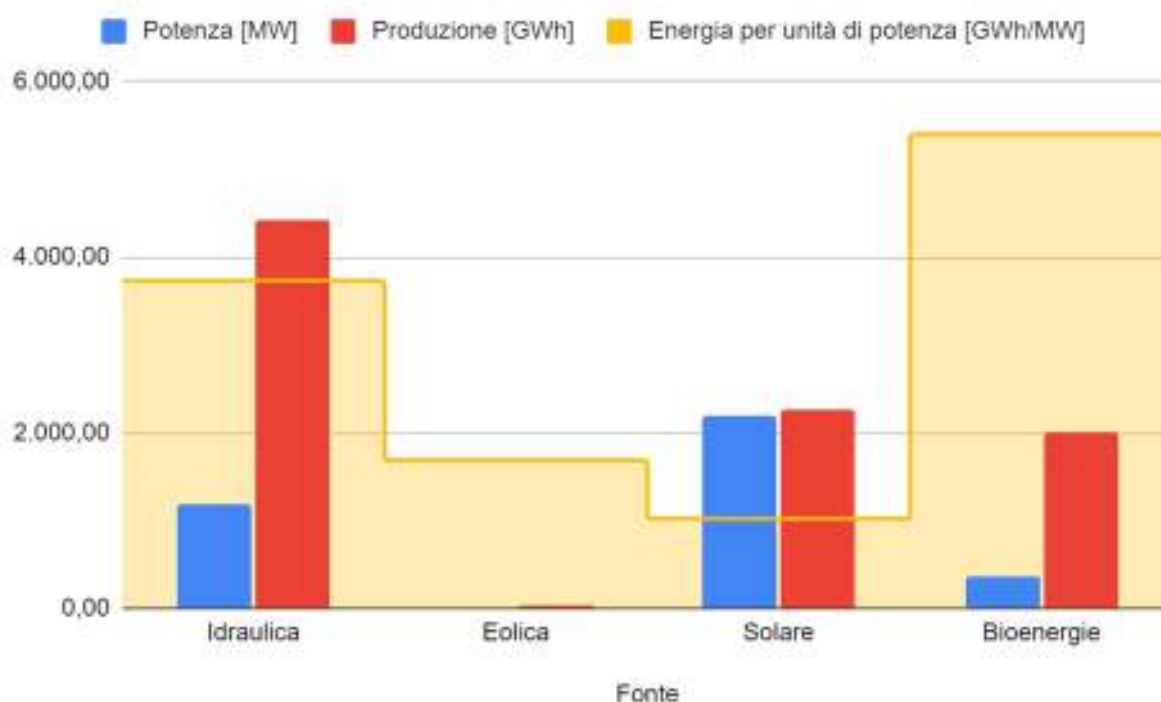


Figura 3.51 - Rappresentazione della potenza (in MW), della produzione (in GWh) e dell'energia prodotta per unità di potenza (GWh/MW). Fonte: elaborazione RdV su dati GSE⁶³

L'energia prodotta dalla fonte idraulica ha sempre avuto un ruolo strategico nel bilanciamento del sistema energetico nazionale e veneto in particolare perché, per le configurazioni impiantistiche più diffuse in termini di potenza, lo sfruttamento di tale fonte energetica è programmabile e attivabile in tempi molto brevi. In questo modo, storicamente, l'energia idroelettrica ha ovviato agli sbalzi repentini di domanda di energia, difficilmente gestibili con l'assetto del sistema energetico basato sulla generazione termoelettrica: tale ruolo di stabilizzatore del sistema energetico sarà certamente confermato anche nelle fasi attuali di transizione energetica, dove sarà necessario ovviare ai picchi e ai cali di produzione legati alla sempre maggiore produzione legata alle fonti rinnovabili non programmabili.

Passando invece a valutare i dati di produzione di energia idroelettrica in Veneto, è importante rilevare come si la provincia di Belluno a fornire il contributo maggiore, con il 53,0% della produzione idroelettrica regionale, seguita da quella di Verona (18,7%), Treviso (18,7%) e Vicenza (8,7%), mentre sono residuali i contributi delle restanti Province di Padova, Rovigo e Venezia⁶⁴.

Risulta di primaria importanza analizzare l'andamento della produzione idroelettrica negli ultimi due decenni per disporre delle indicazioni sull'idraulicità prevedibile per i prossimi anni, anche in considerazione della normativa sul deflusso ecologico.

⁶³ <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>, Energia da fonti rinnovabili in Italia - Rapporto Statistico 2021 di GSE

⁶⁴ https://download.terna.it/terna/Statistiche_Regionali_2021_8db10445c332527.pdf, Statistiche regionali 2021 di Terna

Bioenergie

La Figura 3.52 mostra l'evoluzione della capacità installata di impianti alimentati a bioenergie in Veneto e nelle restanti regioni italiane dal 2000 al 2021. Nel Veneto è presente circa il 9% della potenza complessiva di impianti a bioenergie installata in Italia.

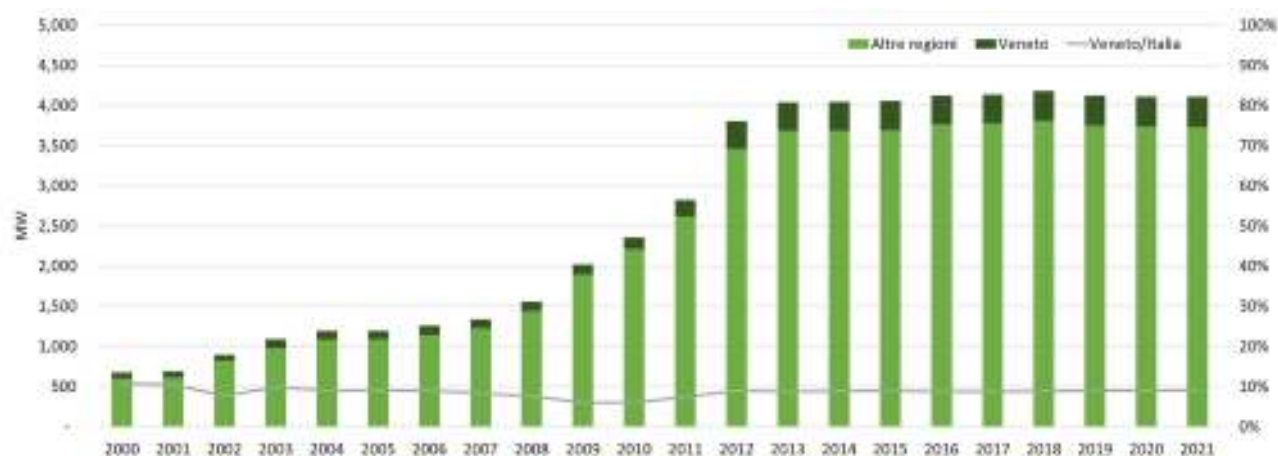


Figura 3.52 - Serie storica della capacità degli impianti alimentati a bioenergie installata in Veneto e in Italia, periodo 2000-2021. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Osservando nel dettaglio i dati relativi al 2021 (Figura 3.53) emerge che la numerosità (2.985) e la capacità installata (4.106 MW) degli impianti a bioenergie si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane. A fine 2021, la regione con il maggior numero di impianti è la Lombardia (26%), mentre il Veneto occupa la seconda posizione con il 13%. In termini di potenza installata a fine 2021 risultano installati in Veneto 372 MW (9% del totale nazionale). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Lombardia, con 946 MW, pari al 23% del totale nazionale.

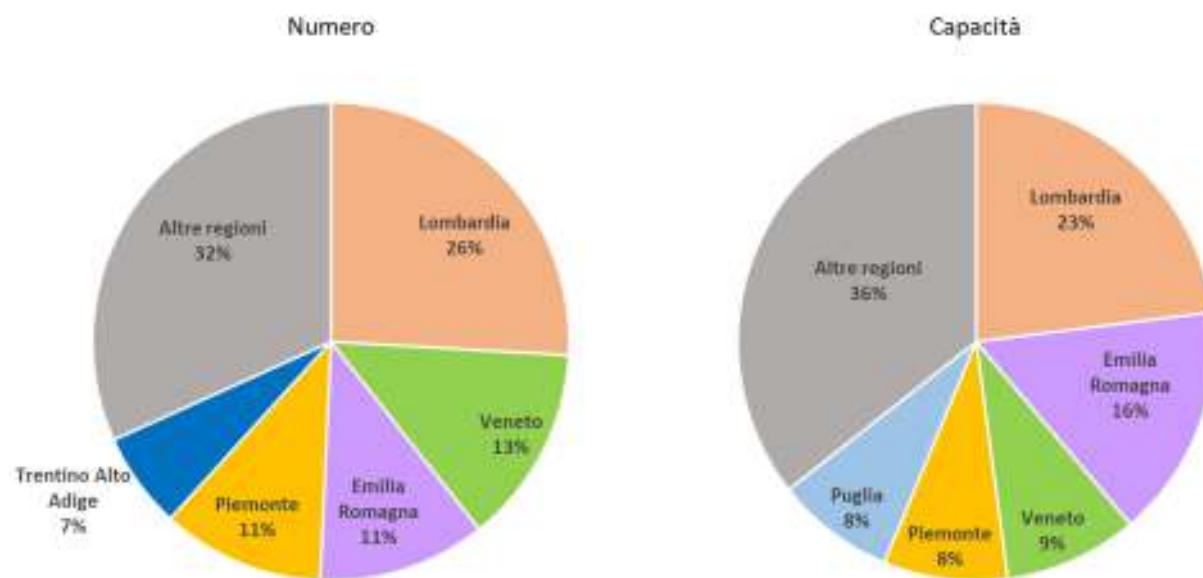


Figura 3.53 - Distribuzione percentuale della numerosità e della potenza installata degli impianti a bioenergie, anno 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Eolico

La Figura 3.54 mostra l'evoluzione della capacità installata di impianti eolici in Veneto e nelle restanti regioni italiane dal 2000 al 2021. Nel Veneto è presente solo lo 0,1% della potenza complessiva di impianti eolici installata in Italia.

Si riconosce la potenzialità della fonte eolica in Veneto, il cui utilizzo, anche off-shore, non risulta precluso.

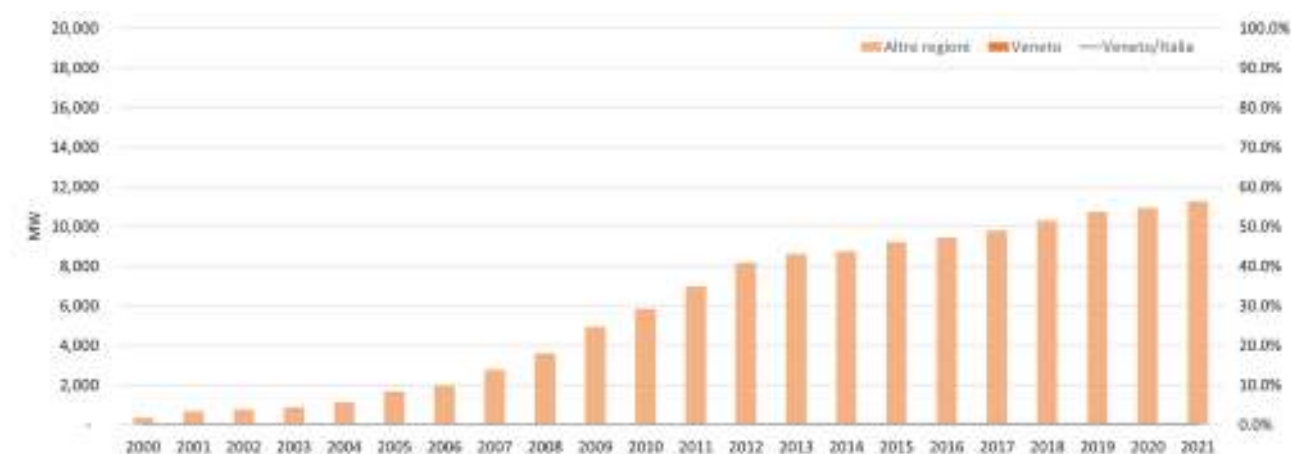


Figura 3.54 - Serie storica della capacità di eolico installata in Veneto e in Italia, periodo 2000-2021. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Osservando nel dettaglio i dati relativi al 2021 (Figura 3.55) emerge che la numerosità (5.731) e la capacità installata (11.290 MW) degli impianti eolici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane. A fine 2021, la regione con il maggior numero di impianti è la Basilicata (25%), mentre in Veneto sono presenti solo 15 impianti. In termini di potenza installata a fine 2021 risultano installati in Veneto 13,4 MW (0,1% del totale nazionale). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Puglia, con 2759 MW, pari al 24% del totale nazionale.

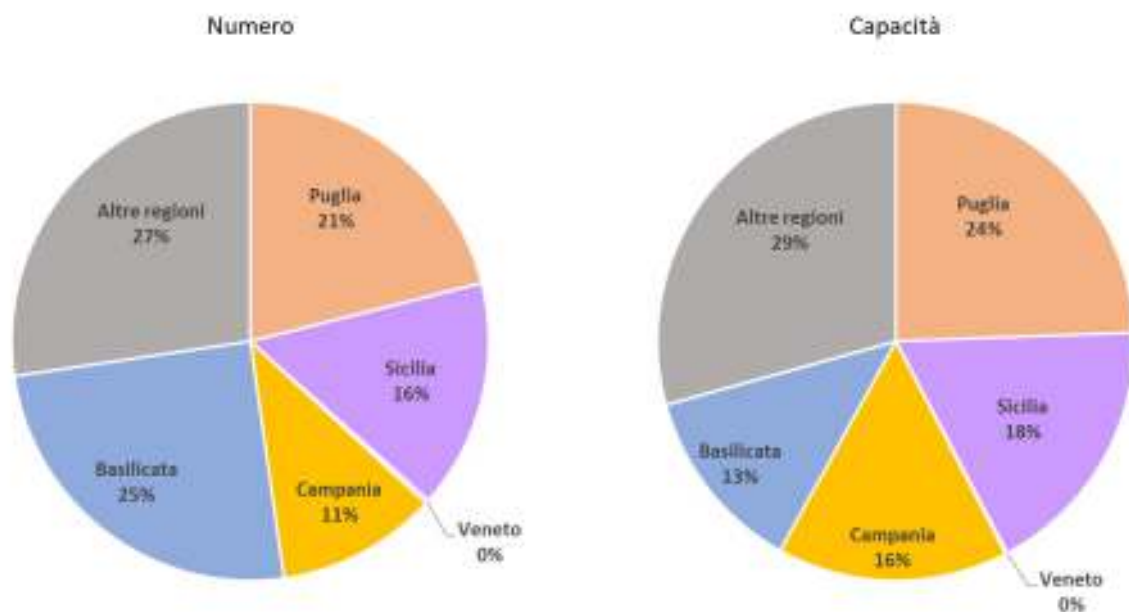


Figura 3.55 - Distribuzione percentuale della numerosità e della potenza installata degli impianti eolici, anno 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8] e GSE [9].

Domanda di energia elettrica

La serie storica della domanda⁶⁵ di energia elettrica (Figura 3.56), mostra come il periodo compreso tra il 2000 e il 2020 sia caratterizzato da una sostanziale stabilità (si nota dal grafico la riduzione nel biennio 2008-2009 in seguito alla crisi finanziaria). La domanda di energia elettrica della regione è stata mediamente di circa 31 TWh/anno nel periodo analizzato, un valore che rappresenta circa il 10% della domanda totale nazionale.

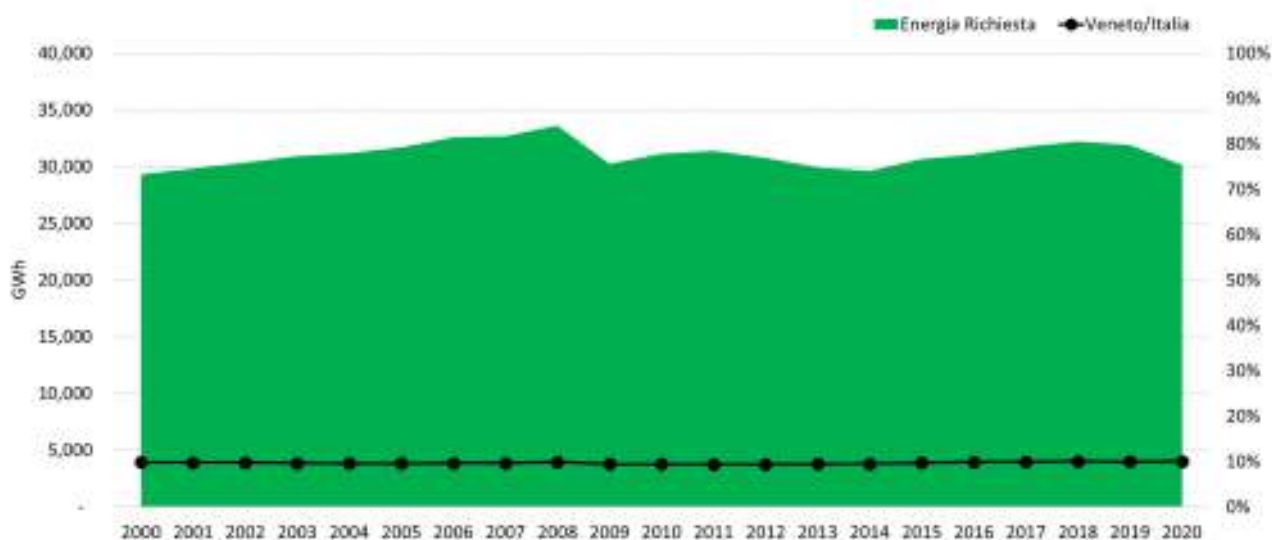


Figura 3.56 - Serie storica della domanda di energia elettrica in Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8]

Osservando i consumi finali di energia elettrica settoriali (Figura 3.57), le variazioni più sensibili riguardano il settore del terziario che è cresciuto come peso percentuale passando dal 18% del 2000 al 24% nel 2020 e quello industriale che ha ridotto invece il proprio contributo di 10 punti percentuali (dal 63% al 53%). Per agricoltura, domestico e trasporti si ha invece una sostanziale stabilità del peso percentuale di questi settori nel mix dei consumi regionali.

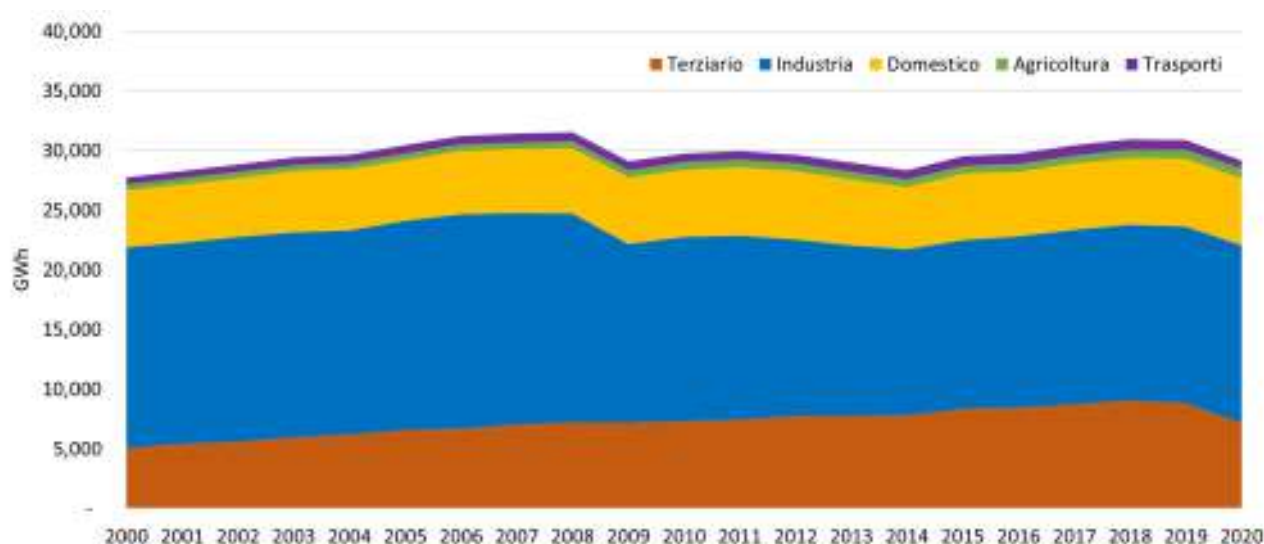


Figura 3.57 - Consumi finali di energia elettrica in Veneto nel periodo 2000-2020, dettaglio per settore. Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA [8].

⁶⁵ Domanda = consumi finali elettrici + perdite di rete

La Figura 3.58 mostra il peso percentuale dei consumi dei diversi settori nel Veneto rispetto al totale nazionale settoriale.

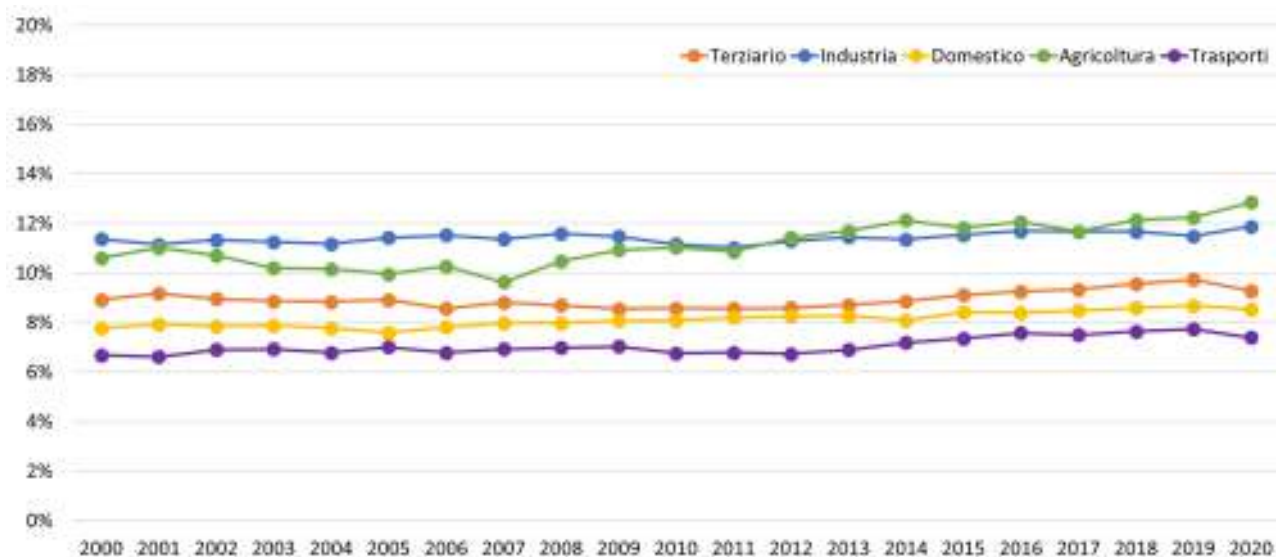


Figura 3.58 - Serie storica della percentuale dei consumi di energia elettrica, per settore, in Veneto rispetto ai consumi totali nazionali per settore. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

Analizzando nel dettaglio i dati di consumo elettrico settoriali relativi al 2020 (Figura 3.59) è evidente il peso del settore industriale che contribuisce per quasi il 50% dei consumi complessivi (48%). Il settore civile (domestico + terziario) contribuisce invece per il 40%.

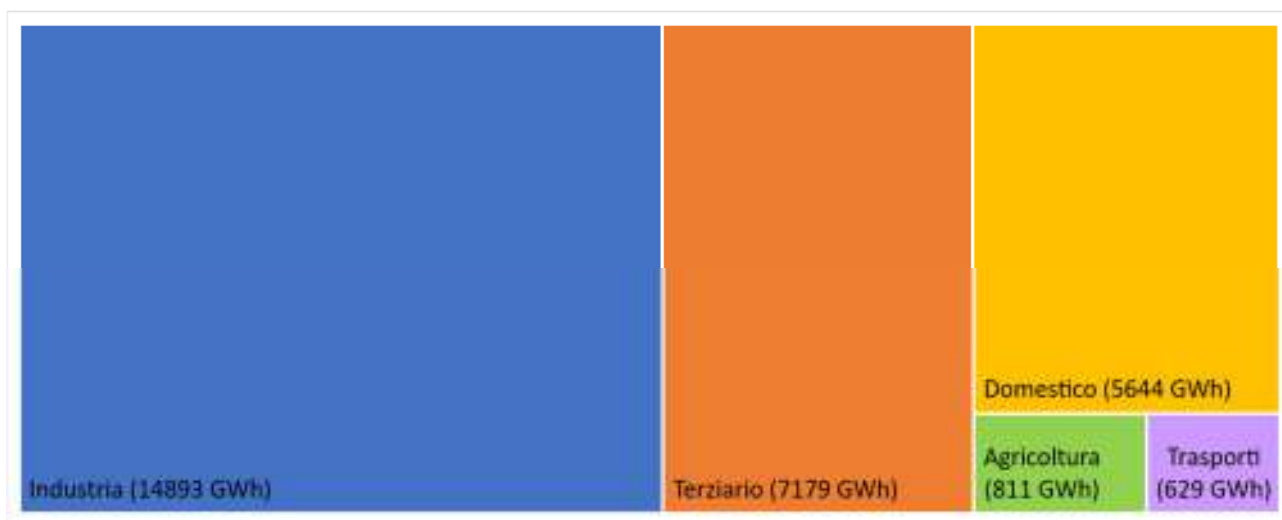


Figura 3.59 - Consumi finali di energia elettrica in Veneto nel 2020, dettaglio per settore. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

Focus consumi elettrici Industria

Per i consumi elettrici del settore industriale nel 2020 (Figura 3.60), si evidenzia il ruolo principale del comparto metallurgia che contribuisce per il 17% dei consumi complessivi seguito dalle industrie alimentari con il 10%.

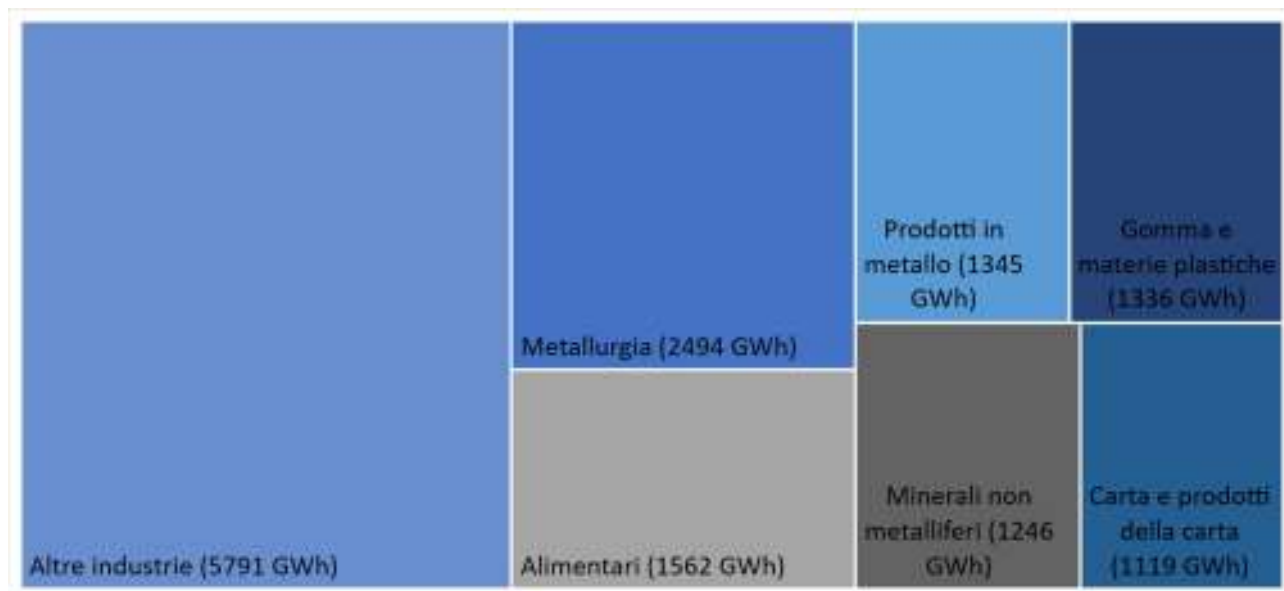


Figura 3.60 - Consumi finali di energia elettrica nel settore industria in Veneto nel 2020, dettaglio per comparto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

Focus consumi elettrici terziario

Per i consumi elettrici del settore terziario nel 2020 (Figura 3.61), emerge il ruolo del comparto commercio che contribuisce per il 30% dei consumi complessivi seguito da alloggi e ristorazione con il 15%.



Figura 3.61 - Consumi finali di energia elettrica nel settore terziario in Veneto nel 2020, dettaglio per comparto. Fonte: elaborazione RSE su dati statistici TERNA [8].

Altre trasformazioni

Teleriscaldamento

Le reti di teleriscaldamento in esercizio Italia al 2020 risultano 337 (Tabella 2.3), concentrate nelle regioni settentrionali e centrali del Paese. Le reti di teleriscaldamento sono largamente prevalenti, ma negli anni si è tuttavia consolidata anche la presenza di reti di teleraffrescamento associate; non si rilevano invece reti di teleraffrescamento non associate a reti di teleriscaldamento. I fattori principali per lo sviluppo delle reti risultano principalmente le caratteristiche geografico-territoriali, le condizioni climatiche, la dimensione demografica, la densità abitativa. In Veneto sono presenti 11 reti in 12 comuni con una estensione di circa 146 km. La potenza termica installata è pari a 402 MW e la volumetria riscaldata di 17 milioni di m³.

Regioni	n° comuni	n° reti	Potenza termica installata (MW)	Estensione reti (km)	n° sottostazioni di utenza	Volumetria Riscaldata (Mm ³)
Lombardia	60	54	3.427	1.391	36.238	162,2
Piemonte	54	63	3.041	1.168	13.419	105,7
Prov. Aut. Bolzano	54	76	853	1.117	20.698	28,3
Toscana	31	44	177	186	6.32	3,0
Prov. Aut. Trento	29	32	311	199	3.406	9,7
Emilia-Romagna	21	32	1.171	673	8.56	45,5
Veneto	12	11	402	146	2.227	17,0
Friuli-Venezia Giulia	9	9	83	30	332	1,6
Valle d'Aosta	7	8	173	77	930	4,2
Liguria	4	5	93	16	92	4,3
Umbria	1	1	18	11	72	0,6
Marche	1	1	15	15	411	0,7
Lazio	1	1	83	26	565	3,5
ITALIA	284	337	9.847	5.055	93.270	386,3

Tabella 2.3 – Reti di teleriscaldamento in Italia al 2020. Fonte: elaborazione RSE su dati GSE [10].

Analizzando la tipologia di impianti che producono calore per le reti di teleriscaldamento in Veneto al 2020 (Tabella 2.4) risulta che circa la metà (227 MW) siano impianti solo termici alimentati a fonti fossili.

Impianti CHP (MW)			Impianti solo termici (MW)			Totale (MW)
FER	Fossili	Rifiuti	FER	Fossili	Calore di recupero	
66	59	25	14	227	8	402

Tabella 2.4 – Dettaglio degli impianti per la produzione di calore nelle reti TLR in Veneto al 2020. Fonte: elaborazione RSE su dati GSE [10] e AIRU [11].

Come ulteriore dettaglio si riporta l'elenco delle reti TLR attive nella Regione per le quali l'annuario AIRU 2021 [11] riporta informazioni, indicando ove disponibile anche l'anno di avvio. Per ogni rete è dettagliata la tipologia di impianto di produzione indicando oltre alla fonte anche se si tratta di produzione di solo calore (CALDAIE) o cogenerativa (CHP).

Comune	Anno avvio	MW _t	Tipologia
Asiago	2010	6,8	BIOENERGIE - CHP
		9,8	BIOENERGIE -CALDAIE
Este Ospedaletto Euganeo	-	4	RECUPERO CALORE
		11	FOSSILI - CALDAIE
		8,0	BIOENERGIE -CHP
Fossalta di Portogruaro	2014	49,2	BIOENERGIE -CHP
Padova	2004	0,5	FOSSILI - CHP
		5	FOSSILI - CALDAIE
Polverara	-	0,7	BIOENERGIE - CHP
Rosà	2009	3,0	BIOENERGIE -CALDAIE
Santo Stefano di Cadore	2009	0,8	BIOENERGIE -CHP
		0,7	FOSSILI - CHP
Schio	2014	25,3	RIFIUTI - CHP
		15	FOSSILI - CALDAIE
Verona	1974-1975	49,7	FOSSILI - CHP
		165,7	FOSSILI - CALDAIE
		3,6	POMPE DI CALORE
		4,4	RECUPERO CALORE
Vicenza	1990	30,5	FOSSILI-CALDAIE
		6,0	FOSSILI - CHP
		1,0	GEOTERMICO - CHP

Tabella 2.5 - Elenco delle reti TLR in Veneto al 2020, dettaglio per fonte e tipologia di impianto. Fonte: elaborazione RSE su dati GSE [10] e AIRU [11].

Raffinerie

Fino al 2013, la Raffineria di Venezia (ENI) ha operato in modalità “tradizionale” (cioè trattando petrolio greggio in ingresso). A partire dal maggio 2014, la Raffineria ha operato esclusivamente in assetto di BioRaffineria producendo biocarburanti innovativi (HVO = Hydrotreated Vegetable Oil).

Il nuovo ciclo produttivo tratta come materie prime virgin nafta (prodotto petrolifero di origine fossile), biomasse oleose di prima generazione (olio di palma) e biomasse non convenzionali [12] [13]. Queste ultime sono catalogabili come: i) biomasse a basso rischio ILUC (Indirect Land Use Change) e non in competizione con la catena alimentare (es. olio di soia); ii) biomasse provenienti dalla filiera degli scarti e dei residui (es. oli esausti di frittura e grassi animali derivanti da rifiuti dell’industria alimentare). La quantità di biomasse provenienti dalla filiera degli scarti e dei residui è in crescita (Figura 3.62).

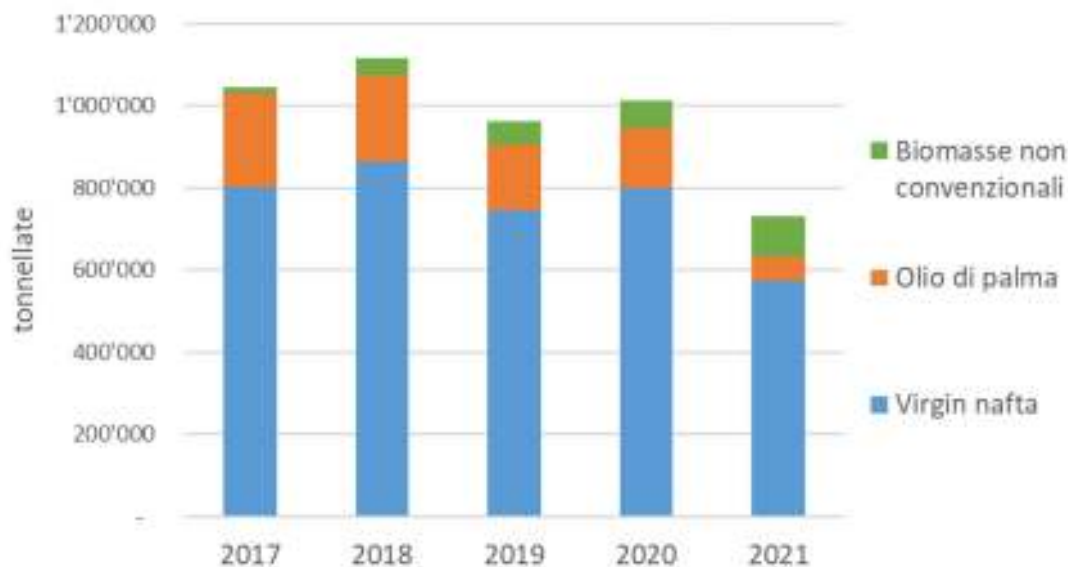


Figura 3.62 - Ripartizione delle materie prime lavorate presso la bioraffineria di Venezia. Fonte: elaborazione RSE su dati ENI [12] [13].

Alla capacità produttiva attuale, la raffineria in assetto “bio” è in grado di trattare fino a 873.100 t/anno di virgin nafta (producendo benzine e GPL di origine fossile) e 400.000 t/anno di biomasse (producendo circa 360.000 t/anno di biocarburanti) [14]. La Raffineria, inoltre, importa e distribuisce sul mercato i seguenti prodotti finiti: jet fuel, gasolio per autotrazione e riscaldamento, oli combustibili.

Il nuovo ciclo produttivo utilizza ancora una parte degli impianti del ciclo produttivo tradizionale; in particolare, la frazione pesante della virgin nafta è inviata alla sezione di Reforming Catalitico per migliorarne le caratteristiche ottaniche. Tale unità genera come sotto-prodotto un flusso di idrogeno che è inviato all’impianto ECOFINING™, dove le biomasse oleose pretrattate vengono trasformate in biocarburanti di alta qualità (Figura 3.63). I diversi processi produttivi generano anche “fuel gas”, un combustibile gassoso che in parte è riutilizzato per sostenere internamente i consumi energetici degli stessi impianti di processo (circa l’80%), e in parte è inviato alla centrale termoelettrica situata all’interno del sito industriale. Ad integrazione del fuel gas, la raffineria consuma anche gas naturale derivato dalla rete SNAM.

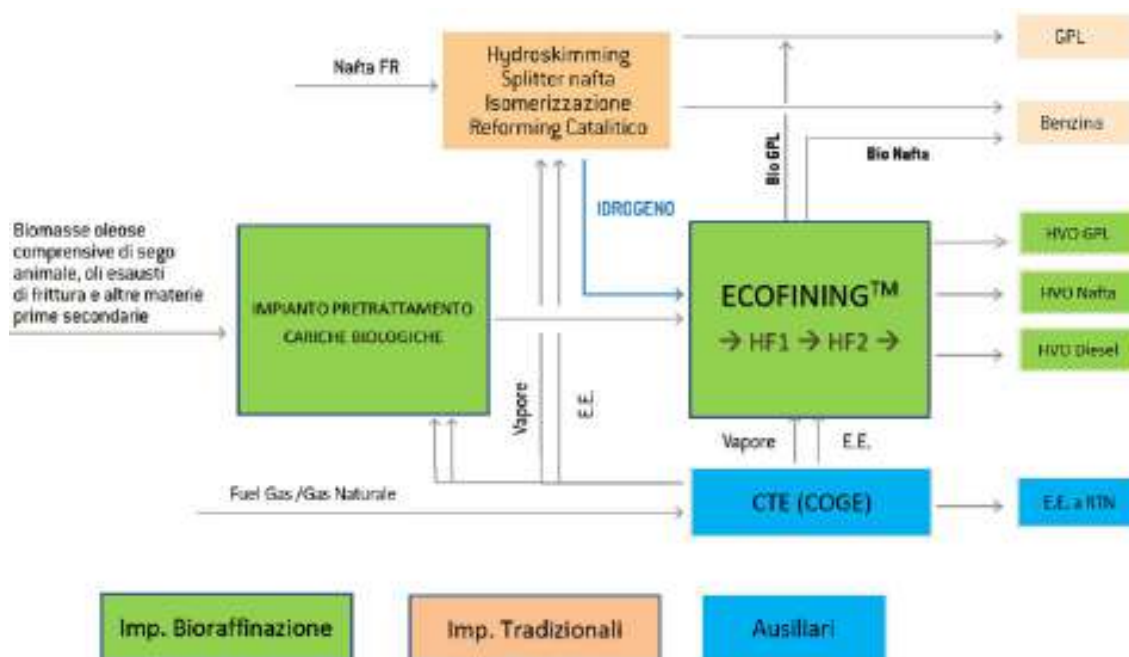


Figura 3.63 - Schema semplificato delle unità di processo nel ciclo produttivo di Bioraffineria. Fonte ENI [5].

La Figura 3.64 mostra i consumi specifici di vapore ed elettricità della raffineria. Tali indicatori rappresentano il rapporto tra il vapore tecnologico (espresso come energia termica in MWh), o l'elettricità assorbita dal processo produttivo, e la quantità di prodotti in lavorazione (virgin nafta e biomasse oleose). Questi indicatori sono influenzati dalla qualità dei prodotti lavorati. Nel 2021 c'è stato un peggioramento di questi indicatori legato a due fattori: i) un prolungato periodo di fermata generale della Raffineria di Venezia per manutenzione; ii) inasprimento delle specifiche di prodotto richieste per l'immissione in commercio degli HVO [12].

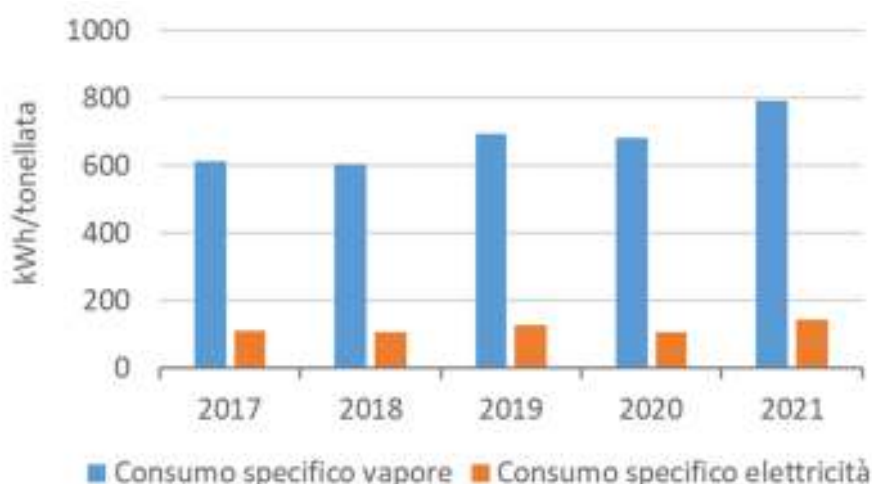


Figura 3.64 - Indici di consumo specifico di vapore (kWh th/ton) e di elettricità (kWh el/ton) riferito alla quantità di materie prime lavorate (virgin nafta e biomasse). Fonte: elaborazione RSE su dati ENI in [12] [13].

Per quanto riguarda l'evoluzione futura della bioraffineria di Venezia, è necessario segnalare che ENI ha definitivamente concluso l'approvvigionamento di olio di palma per le proprie bioraffinerie a fine ottobre 2022 [15]. Nella Raffineria di Venezia, inoltre, è in corso l'upgrading della sezione di pretrattamento delle cariche biologiche per includere nelle lavorazioni maggiori quantità di biomasse provenienti dalle filiere degli scarti. Tali modifiche comporteranno un aumento del 7% dei consumi specifici di vapore ed elettricità alla massima capacità produttiva, ma la capacità della centrale termoelettrica resterà invariata [14].

Dal 2025 inoltre, è previsto il potenziamento della capacità di lavorazione della bioraffineria fino a 600.000 t/anno di biomasse, con una capacità produttiva di biocombustibili che arriverà a circa 420.000 tonnellate/anno [16].

Settore Industria

I consumi finali dell'industria manifatturiera veneta rappresentano il 10%-11% dei consumi finali dell'industria nazionale (inclusendo industria manifatturiera, costruzioni e industria estrattiva).

In seguito alla crisi economico-finanziaria globale del 2008-2009, sia in Veneto che in Italia, i consumi dell'industria hanno seguito un trend decrescente che è proseguito fino al 2014; i consumi si sono poi stabilizzati fino al 2019 (nonostante la crescita del valore aggiunto generato dal settore) e c'è stato un ulteriore calo nel 2020 legato alla pandemia di Covid-19. Osservando i consumi regionali per fonte, nel corso dell'ultimo decennio si nota in particolare il calo dei prodotti petroliferi, mentre c'è stato un leggero aumento del calore derivato e delle energie rinnovabili (Figura 3.65).

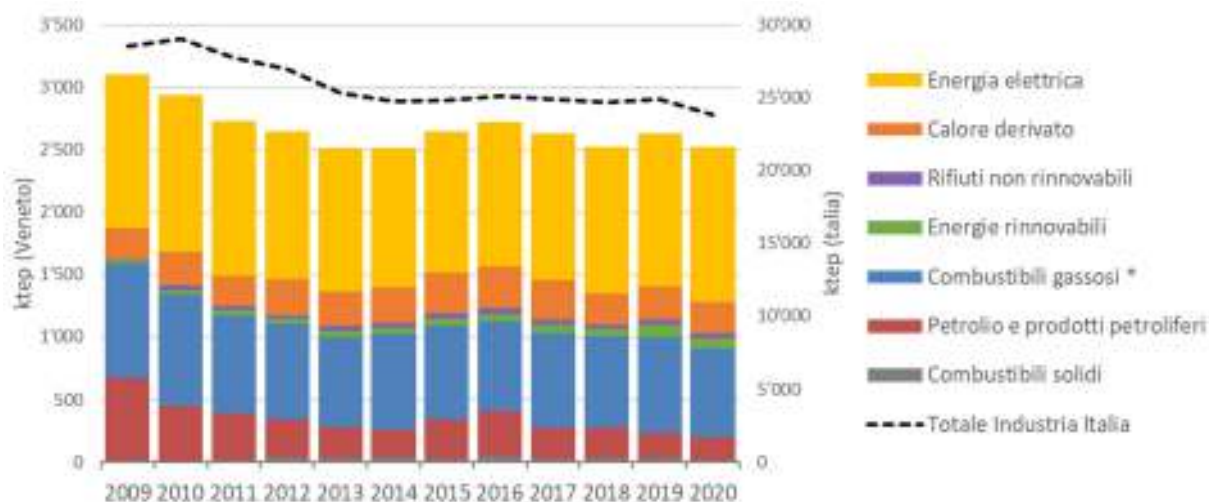


Figura 3.65 – Consumi finali del settore industriale in Veneto (per fonte) e in Italia (totali). * Gas naturale e gas manifatturati. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

Per analizzare più in dettaglio il settore industriale, sono stati costruiti due indicatori: la percentuale di elettrificazione dei consumi finali (Figura 3.66) e l'intensità energetica riferita al valore aggiunto dell'industria manifatturiera (Figura 3.67). Complessivamente, il Veneto mostra prestazioni migliori sia nel livello di elettrificazione (46% in Veneto vs 41% in Italia nel 2019), sia per quanto riguarda l'intensità energetica (cioè minori consumi energetici per unità di valore aggiunto generato⁶⁶).

Tuttavia, non è possibile fare un confronto diretto fra Veneto e Italia senza considerare che entrambi gli indici sono influenzati non solo dalla presenza di siti produttivi effettivamente più o meno efficienti, ma anche dalla struttura dei sotto-settori industriali. In particolare, l'intensità energetica risulta sfavorita se hanno un peso maggiore, nella composizione del valore aggiunto, i sotto-settori più *energy-intensive* (es. produzione di acciaio, industria chimica e petrolchimica, lavorazione di minerali per produrre cemento, vetro e ceramiche).

Gli investimenti in efficienza energetica hanno sicuramente contribuito al miglioramento nel tempo dell'intensità energetica, sia in Veneto che in Italia [17]. Ciononostante, come si può notare dalla Figura 3.68, la migliore intensità energetica dell'industria veneta potrebbe essere favorita anche dal minor peso di raffinerie e industria chimica (settori *energy-intensive*) e dal maggior contributo dell'industria tessile e di altre manifatture (settori meno *energy-intensive*).

⁶⁶ Non è possibile stabilire una corrispondenza esatta fra le voci incluse nel settore finale "Industria" dei bilanci energetici [4] e le branche di attività per cui ISTAT fornisce i dati territoriali di valore aggiunto [18]. Per esempio, i consumi energetici delle Raffinerie sono conteggiati nel blocco Energy Sector nei bilanci energetici (e non nel settore finale Industria), mentre rientrano nella voce "industria manifatturiera" nei dati economici di ISTAT.

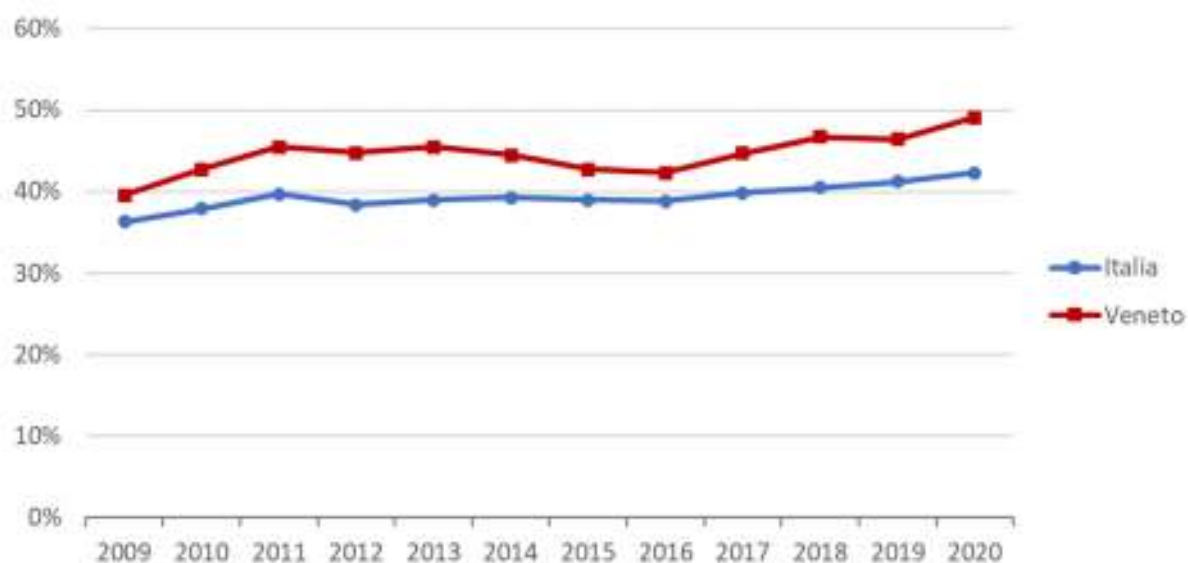


Figura 3.66 - Percentuale di elettrificazione dell'industria in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

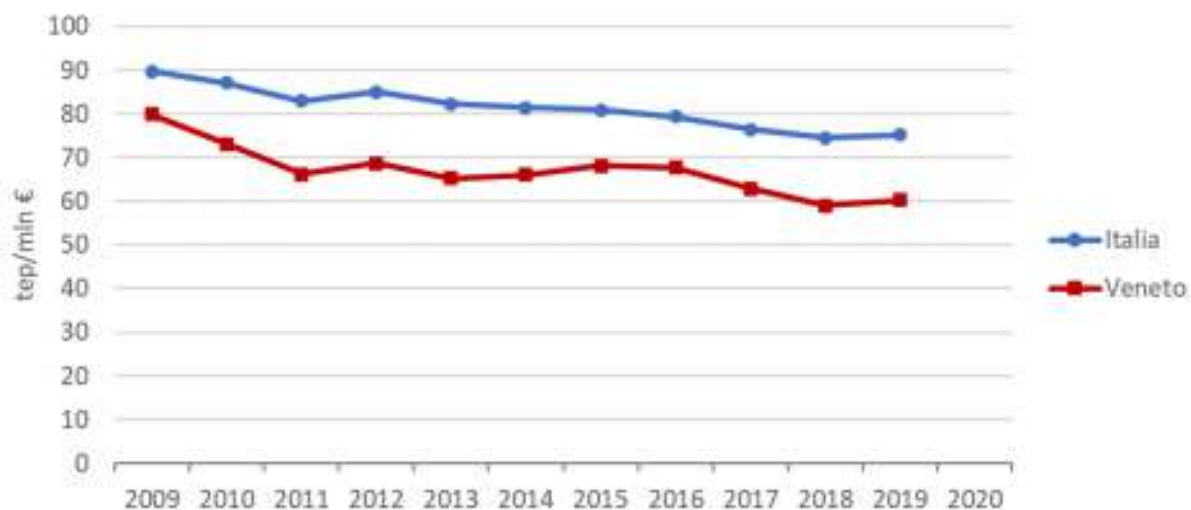


Figura 3.67 – Intensità energetica del settore industriale in Veneto e in Italia (rapporto fra i consumi finali e il valore aggiunto delle voci ISTAT di industria manifatturiera, costruzioni e industria estrattiva). Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

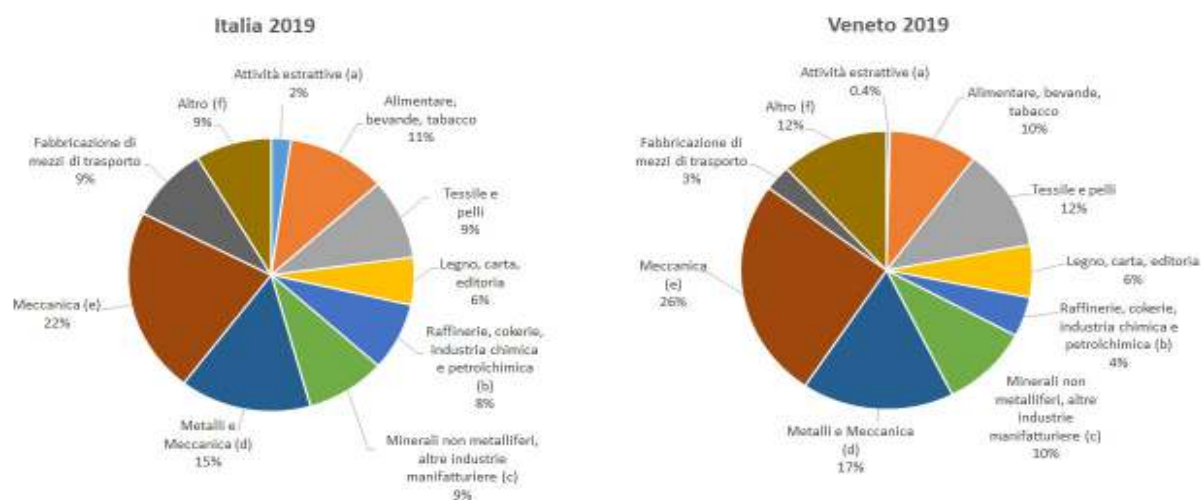


Figura 3.68 - Valore aggiunto per branca di attività. Grafici RSE su dati ISTAT [18].

Note: (a) Cave, miniere, estrazione oil&gas (nel bilancio energetico di Eurostat l'estrazione di oil&gas è conteggiata nell'Energy sector, non nei consumi finali dell'industria). (b) Raffinerie e cokerie nel bilancio energetico di Eurostat sono conteggiate nell'Energy sector, non nei consumi finali dell'industria. (c) Altre industrie manifatturiere: fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche. (d) Industria Meccanica: fabbricazione di prodotti in metallo (esclusi macchinari e attrezzature). (e) Industria meccanica: fabbricazione di computer e prodotti di elettronica e ottica, fabbricazione di apparecchiature elettriche, fabbricazione di macchinari e apparecchiature n.c.a. (f) Altro: fabbricazione di mobili, altre industrie manifatturiere, riparazione e installazione di macchine e apparecchiature (quest'ultima voce nel Bilancio energetico di Eurostat è conteggiata nel settore commerciale, non nell'industria).

Settore Trasporti

In Veneto, i consumi finali del settore trasporti rappresentano mediamente il 9% del totale nazionale. (escludendo in entrambi i casi i viaggi aerei e marittimi internazionali).

I prodotti petroliferi rappresentano oltre il 90% delle fonti energetiche consumate nel settore e risulta sostanzialmente costante il consumo di bioliquidi, metano ed elettricità (Figura 3.69). Nel 2019, la percentuale di elettrificazione è pari al 2,4% in Veneto e al 2,8% in Italia.

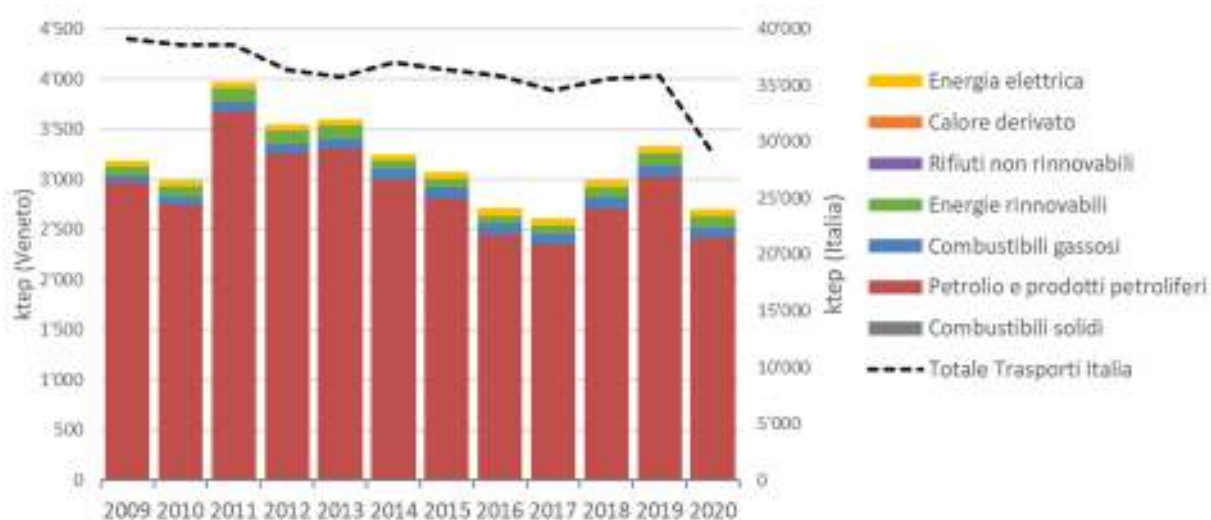


Figura 3.69 – Consumi finali del settore trasporti in Veneto (per fonte) e in Italia (totale). Sono esclusi i consumi legati all'aviazione internazionale e ai bunkeraggi internazionali. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

Per definizione, nei bilanci statistici [4], i “consumi finali” escludono i consumi legati all'aviazione internazionale e ai bunkeraggi internazionali. Per dare un quadro più completo, la Figura 3.70 mostra i consumi finali per sotto-settore del Veneto includendo anche i consumi di questi trasporti internazionali

via mare e aereo. Come si può notare, il trasporto su strada copre il 77%-82% dei consumi totali negli anni 2015-2019, con una percentuale ancora maggiore nel 2020 per via della pandemia di Covid-19 che ha colpito con particolare forza il settore dell'aviazione.

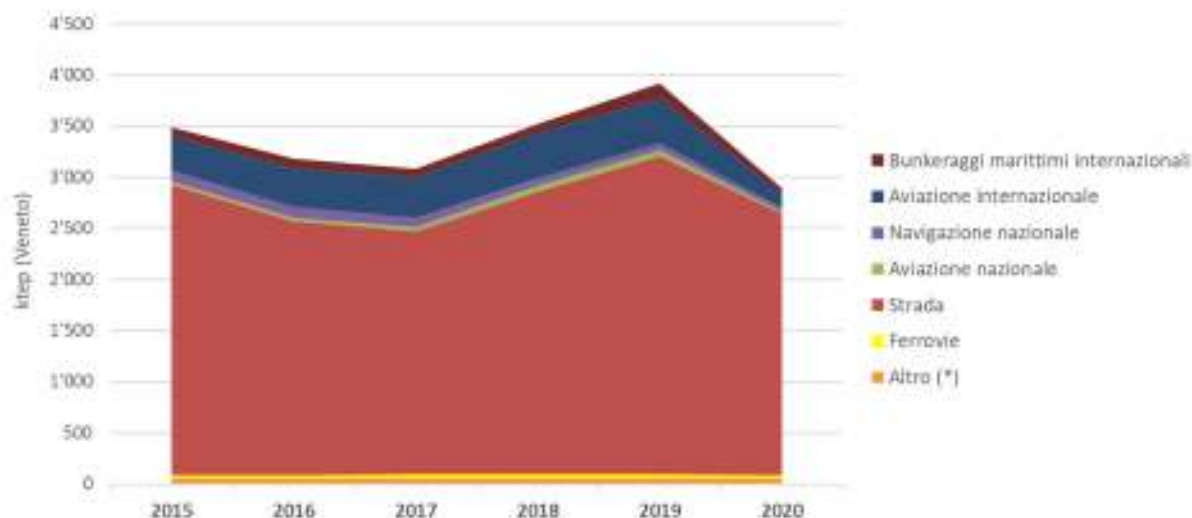


Figura 3.70– Consumi del settore trasporti in Veneto: dettaglio per sotto-settore, inclusi i trasporti internazionali via mare e aereo. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA.

Autovetture

Secondo i dati ACI [19], il parco auto circolante al 31 dicembre 2021 è pari a 3,2 milioni di autovetture in Veneto (+6,3% rispetto al 2015) e a 39,8 milioni in Italia (+6,6% rispetto al 2015). Nel 2021, il numero totale delle autovetture riferito alla popolazione residente è molto simile in Veneto (0,66 auto/abitante) e in Italia (0,67 auto/abitante).

Per quanto riguarda l'alimentazione dei veicoli, le autovetture “ecologiche” (cioè auto a GPL, metano, ibride ed elettriche secondo la definizione dell'Autoritratto ACI) sono il 15% in Veneto e il 12,3% in Italia. In particolare, il parco auto del Veneto è caratterizzato da una percentuale leggermente maggiore di auto a metano e a GPL (Figura 3.71).

Rispetto alla media nazionale, inoltre, il Veneto ha un parco auto a benzina e gasolio più recente (Figura 3.72 e Figura 3.73). Le auto a benzina Euro 0-1-2-3 (cioè immatricolate prima del 1° gennaio 2006) sono il 32% del parco auto in Veneto (vs 41% in Italia). Le auto a gasolio Euro 0-1-2-3 sono il 16% del parco auto in Veneto (vs 21% in Italia).

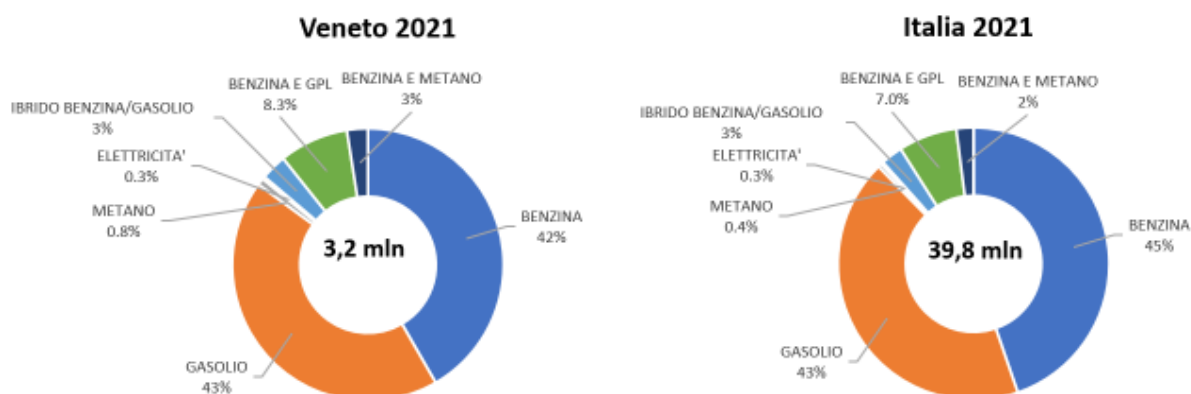


Figura 3.71 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione in Veneto e in Italia al 31 dicembre 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].



Figura 3.72 – Parco auto a benzina per norma Euro al 31 dicembre 2021 in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].



Figura 3.73 – Parco auto a gasolio per norma Euro al 31 dicembre 2021 in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].

Veicoli per trasporto merci

AUTOCARRI MERCI

Secondo i dati ACI [19], in Veneto risultano immatricolati 346 mila autocarri per trasporto merci al 31 dicembre 2021 (+7,4% rispetto al 2015) e a 4,3 milioni in Italia (+8,8% rispetto al 2015).

La percentuale di autocarri per tipo di alimentazione è molto simile in Veneto e in Italia (Figura 3.74): gli autocarri a gasolio superano il 90%; quelli a metano (o dual fuel benzina/metano), sono il 3%; quelli a GPL circa l'1%.

Facendo un focus sul parco degli autocarri a gasolio, gli Euro 0-1-2-3 (cioè immatricolati prima del 1° gennaio 2006) sono il 42% in Veneto (vs 49% in Italia) (Figura 3.75).

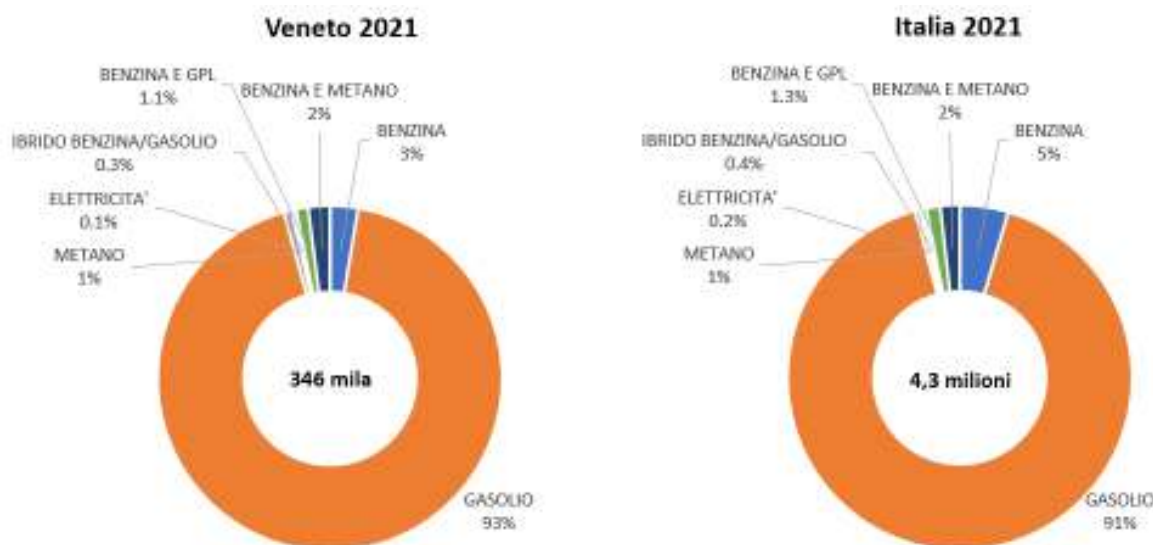


Figura 3.74 – Autocarri merci per tipo di alimentazione in Veneto e in Italia al 31 dicembre 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].



Figura 3.75 – Autocarri merci a gasolio per norma Euro al 31 dicembre 2021 in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].

RIMORCHI E SEMI-RIMORCHI

Secondo i dati ACI [19], in Veneto risultano circa 32 mila rimorchi e semirimorchi per trasporto merci (sono circa 304 mila in Italia). Anche per questa categoria di veicoli, rispetto all'Italia, il Veneto presenta un parco mezzi un po' più giovane: in Veneto il 32% dei veicoli ha meno di 10 anni (vs 28% in Italia) e solo il 35% ha più di 20 anni (vs 42% in Italia) (Figura 3.76).

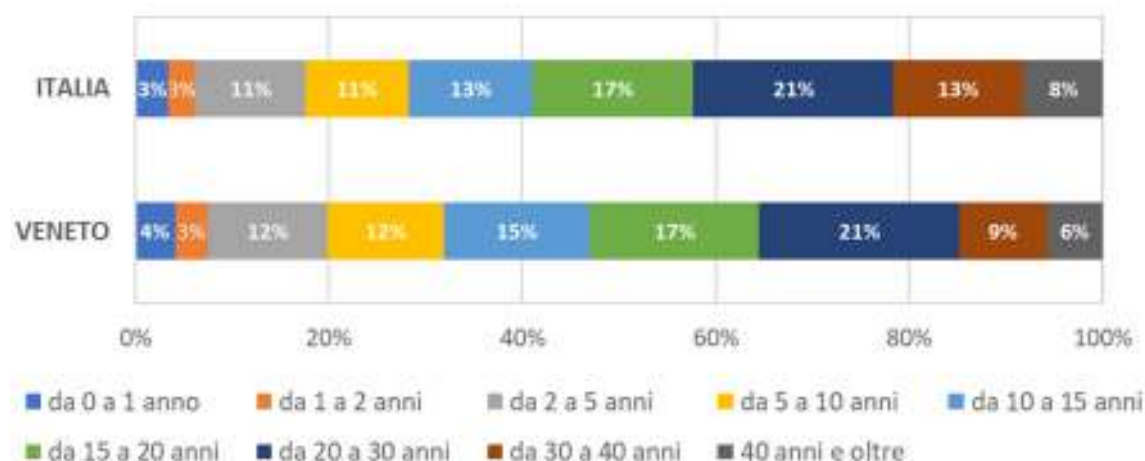


Figura 3.76 – Rimorchi e semirimorchi per trasporto merci per fascia di anzianità al 31 dicembre 2021 in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].

AUTOBUS

Secondo i dati ACI, gli autobus⁶⁷ circolanti al 31 dicembre 2023 erano pari a 6.927 in Veneto (-0,3% rispetto al 2015) e 100.078 in Italia (+2,1% rispetto al 2015).

Per quanto riguarda l'alimentazione, il parco autobus del Veneto è caratterizzato da una percentuale maggiore di mezzi a metano (8% in Veneto vs 4% in Italia) (Figura 3.77). Anche gli autobus tradizionali a gasolio sono mediamente più recenti in Veneto rispetto al territorio nazionale (Figura 3.78).

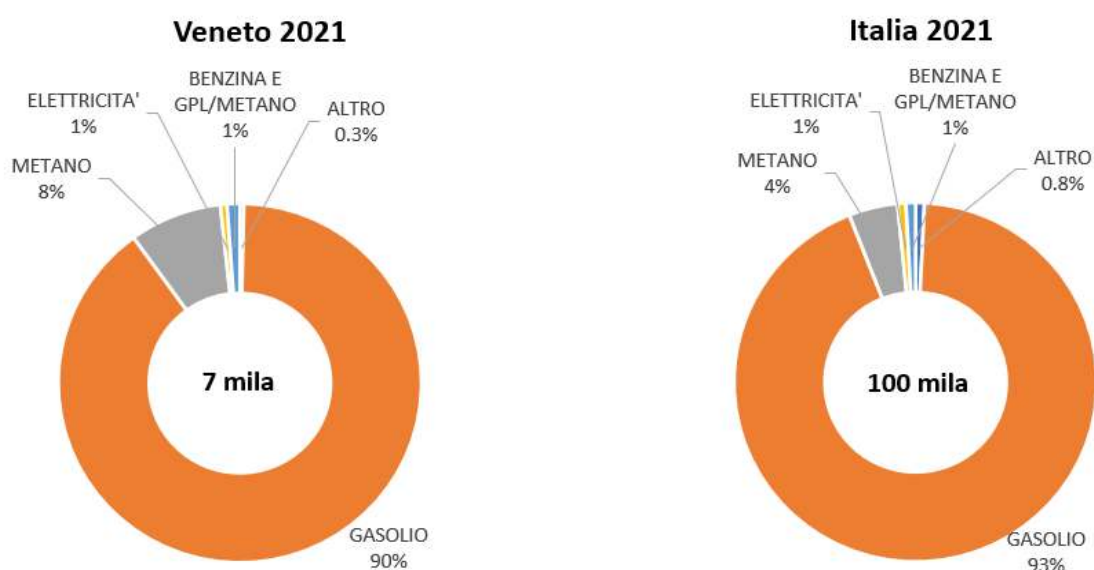


Figura 3.77 – Autobus per tipo di alimentazione in Veneto e in Italia al 31 dicembre 2021. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].

⁶⁷ “Veicoli destinati al trasporto di persone equipaggiati con più di 9 posti compreso quello del conducente” (ACI). Quindi, oltre agli autobus che effettuano il trasporto pubblico locale, sono inclusi anche autobus per noleggio, per turismo e autobus privati che non effettuano TPL.

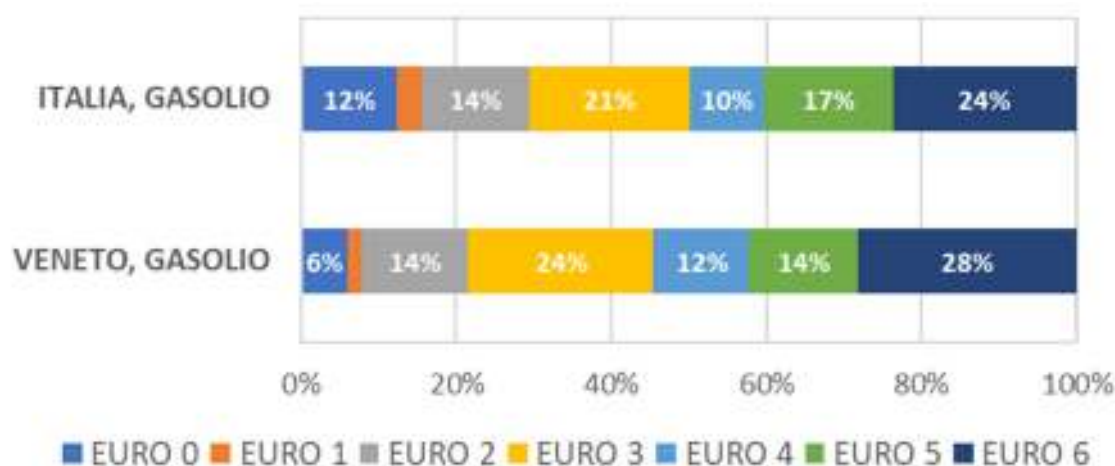


Figura 3.78 – Autobus a gasolio per norma Euro al 31 dicembre 2021 in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ACI [19].

TRASPORTO PUBBLICO LOCALE

Il trasporto pubblico in Veneto si articola in trasporto pubblico su gomma, ferrovie e navigazione interna (laguna di Venezia).

Dal Piano Regionale dei Trasporti [20] si evince che, nonostante una generalizzata contrazione delle risorse destinate al trasporto pubblico locale, negli anni 2011-2017 il numero di passeggeri trasportati sul territorio regionale è sostanzialmente stabile (ferrovie, autobus extraurbani) o in crescita (navigazione interna e autobus urbani) (Figura 3.79).

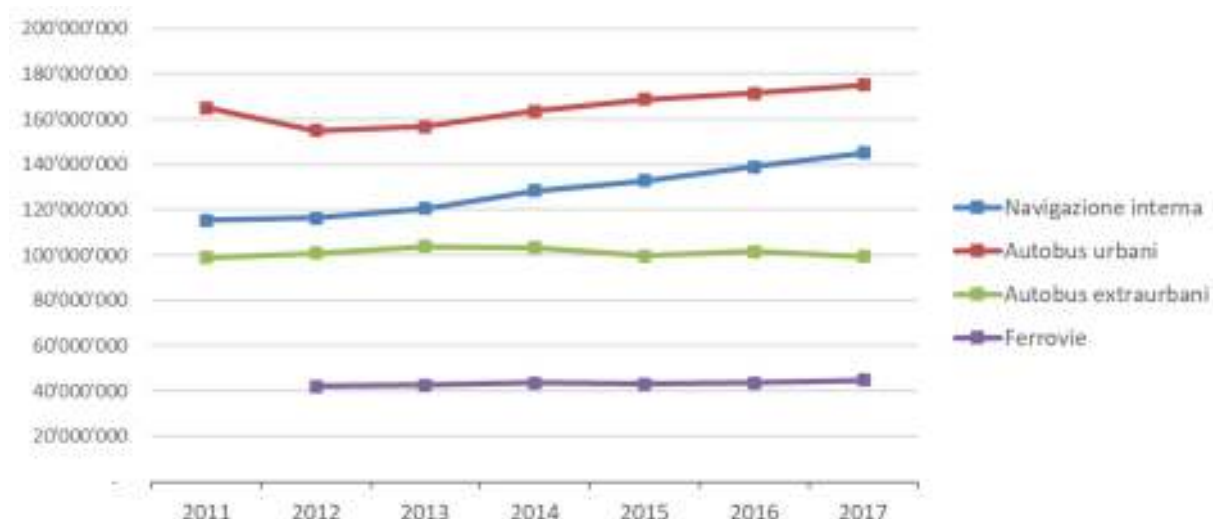


Figura 3.79 – Passeggeri trasportati per settore di trasporto pubblico in Veneto. Fonte: elaborazione RSE su dati Regione Veneto 2017 [20].

Al 31 dicembre 2020, risultano operativi in Veneto 3319 autobus per il TPL, di cui 40 autobus elettrici a zero emissioni (fonte Regione del Veneto). Rispetto alla media nazionale, la flotta del Veneto presenta una percentuale maggiore di autobus a GPL/metano (Figura 3.80). Tuttavia, facendo un focus sugli autobus del TPL a gasolio, la Figura 3.81 mostra che in Veneto c'è ancora una flotta consistente di autobus Euro 2 e Euro 3 (circa 60% in Veneto a dicembre 2020, rispetto al 38% in Italia a luglio 2021 secondo stime MIMS [21]).

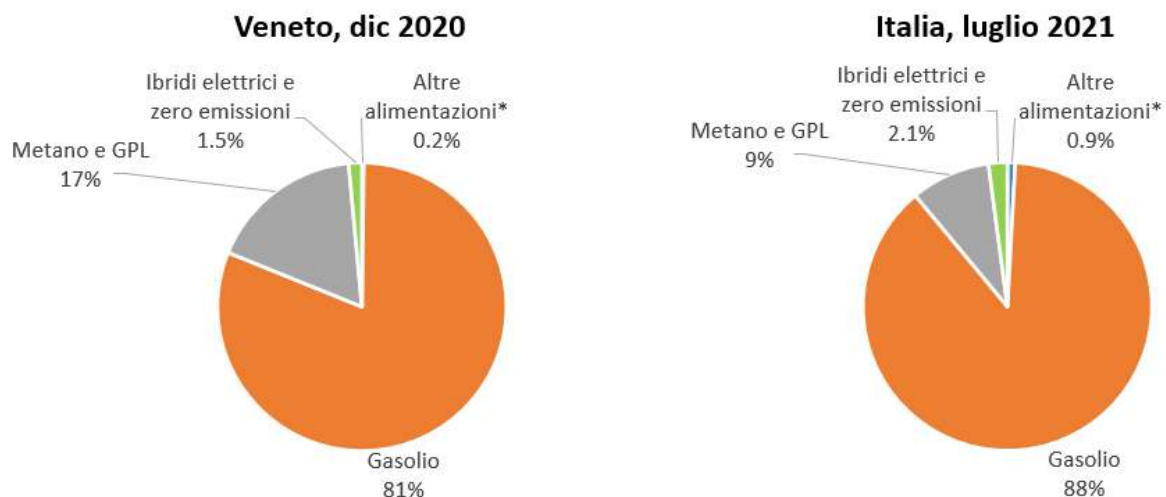


Figura 3.80 – Autobus per TPL per tipo di alimentazione in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati Regione Veneto e MIMS [21].



Figura 3.81 – Autobus del TPL a gasolio per norma Euro in Veneto al 31 dicembre 2020. Fonte: elaborazione RSE su dati Regione Veneto.

Settore Civile

In Veneto, i consumi finali del settore civile (residenziale + terziario) rappresentano mediamente il 10% del totale nazionale.

L'andamento dei consumi nel settore è fortemente influenzato dalle variazioni climatiche: l'anno 2014, per esempio, è iniziato con un inverno con temperature ben sopra alle medie del periodo in tutta l'Italia centro-settentrionale ed è proseguito con una estate fresca e piovosa [22]. C'è stato quindi un calo annuale dei consumi del settore civile sia in Veneto che in Italia (Figura 3.82).

In Veneto, il gas naturale rappresenta circa il 55% delle fonti energetiche consumate nel settore. La percentuale di elettrificazione in Veneto è inferiore rispetto alla media nazionale (24% vs 28% nel 2019; Figura 3.83): una spiegazione è sicuramente legata al fatto che il clima in Veneto presenta inverni più freddi rispetto alla media nazionale, pertanto il riscaldamento (che è ancora molto poco elettrificato) ha un peso relativamente maggiore in Veneto rispetto all'Italia.

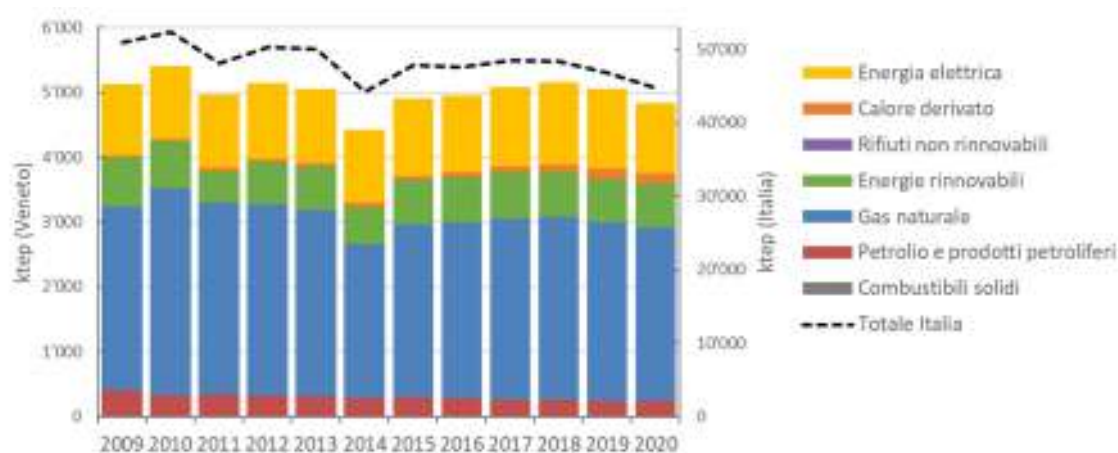


Figura 3.82 – Consumi finali del settore civile in Veneto (per fonte) e in Italia (totale). I dati escludono il calore ambientale estratto dalle pompe di calore. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

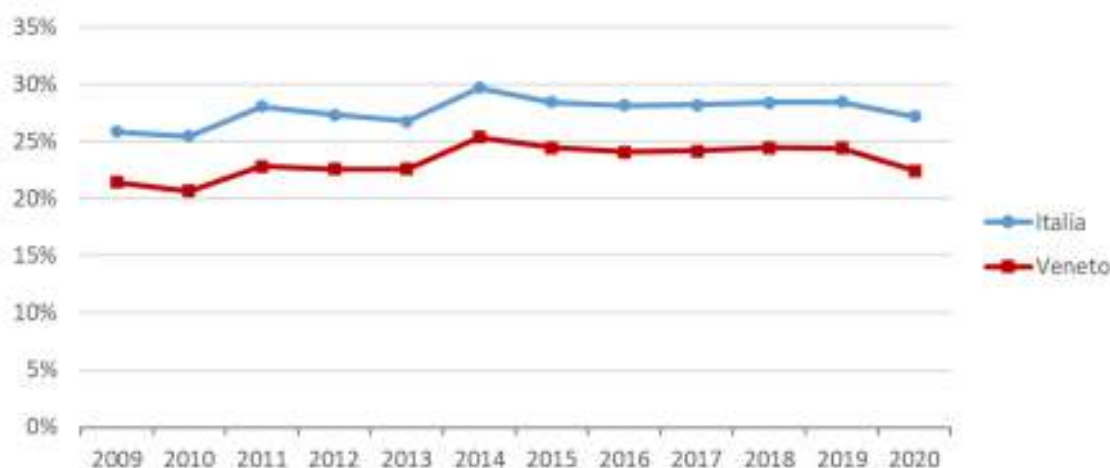


Figura 3.83 – Percentuale di elettrificazione del settore civile in Veneto e in Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati ENEA e Eurostat.

Focus settore residenziale

Secondo il censimento Istat 2011 della popolazione e delle abitazioni, il settore residenziale veneto conta circa 1,94 milioni di abitazioni occupate da residenti, per una superficie complessiva di 215,4 milioni di metri quadrati [23]. La Figura 3.84 mostra una distribuzione delle abitazioni residenziali in funzione del periodo di costruzione e della dimensione degli edifici.

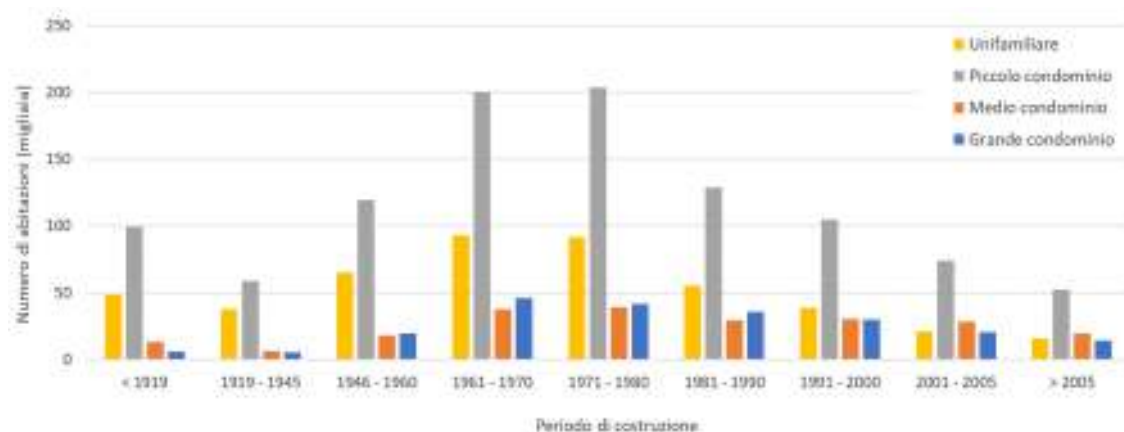


Figura 3.84 – Ripartizione degli alloggi ad uso residenziale in Veneto per periodo di costruzione e dimensioni dell'edificio. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [23].

La superficie media delle abitazioni in Veneto risulta di circa 111 m², un valore del 13% superiore alla media nazionale (98 m²). Gran parte di questa differenza è da spiegarsi nella maggiore diffusione in Veneto di abitazioni in villette unifamiliari e piccoli condomini, che insieme rappresentano il 78% del parco edilizio residenziale (Figura 3.85), contro la media nazionale del 64%. Tali edifici sono infatti tipicamente caratterizzati da spazi abitativi più ampi rispetto a quelli degli appartamenti in condomini di dimensione media/grande.

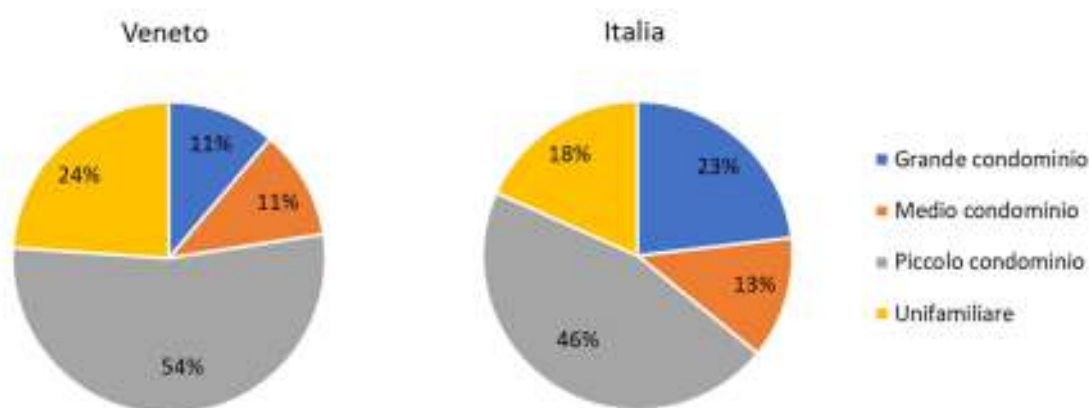


Figura 3.85 – Ripartizione delle abitazioni ad uso residenziale per dimensione degli edifici: confronto tra il Veneto e la media italiana. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [23].

A livello provinciale, Rovigo e Belluno raggiungono quasi il 90% di diffusione di edifici di piccole dimensioni (unifamiliare e piccolo condominio), scostandosi in maniera significativa dalla media italiana. Verona e Venezia sono invece le province dove gli edifici più grandi (medio e grande condominio) raggiungono il 30% della distribuzione, dunque non lontano dal dato nazionale. Le province di Verona e

Venezia ospitano infatti i poli urbani più estesi della regione, altrimenti caratterizzata da una prevalenza di territori classificati come rurali o boscati (Figura 3.86) [24].

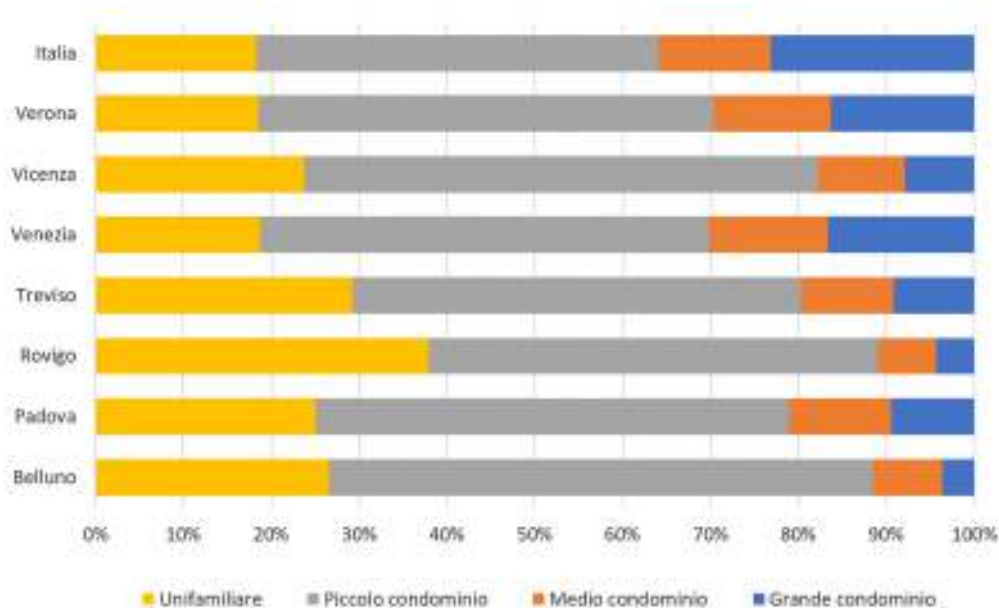


Figura 3.86 - Ripartizione delle abitazioni ad uso residenziale per dimensione degli edifici: confronto tra le province venete e la media italiana. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [23].

Circa il 40% delle abitazioni venete è stato costruito tra gli anni '60 e '80, un aspetto in linea con il quadro nazionale (Figura 3.87). Inoltre, rispetto alla media italiana si osserva una minore presenza di edifici antecedenti gli anni Quaranta (26% rispetto al 32% nazionale), compensata tuttavia da una prevalenza di costruzioni realizzate dopo gli anni Ottanta (45% rispetto al 30% nazionale).

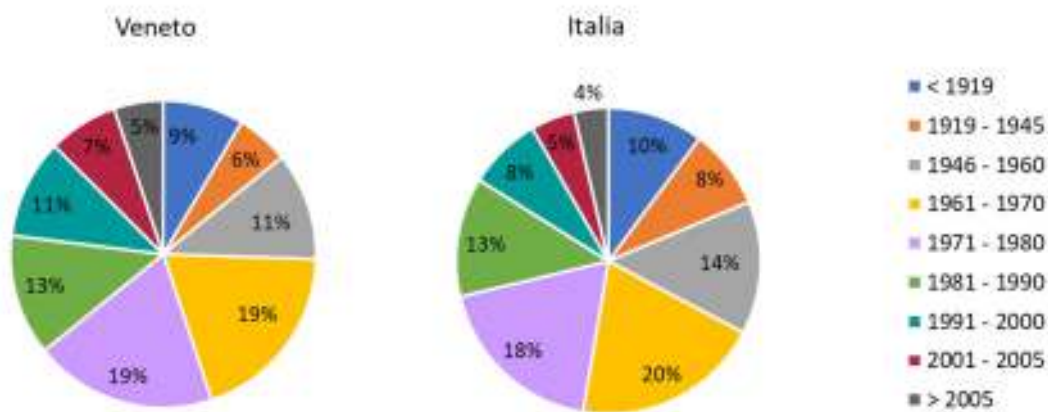


Figura 3.87 - Ripartizione delle abitazioni ad uso residenziale per periodo di costruzione: confronto tra il Veneto e la media italiana. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [23].

Nel dettaglio territoriale la provincia di Belluno si distingue per la presenza di edifici più vetusti, con una percentuale di edifici costruiti prima degli anni Sessanta che supera il 40%. Padova e Treviso presentano la quota più elevata di edifici di più recente costruzione: circa il 40% è stato costruito dopo gli anni Ottanta, a fronte di una media nazionale del 36%. In generale in tutte le province si osserva una composizione del parco edilizio residenziale relativamente più giovane rispetto al Paese.

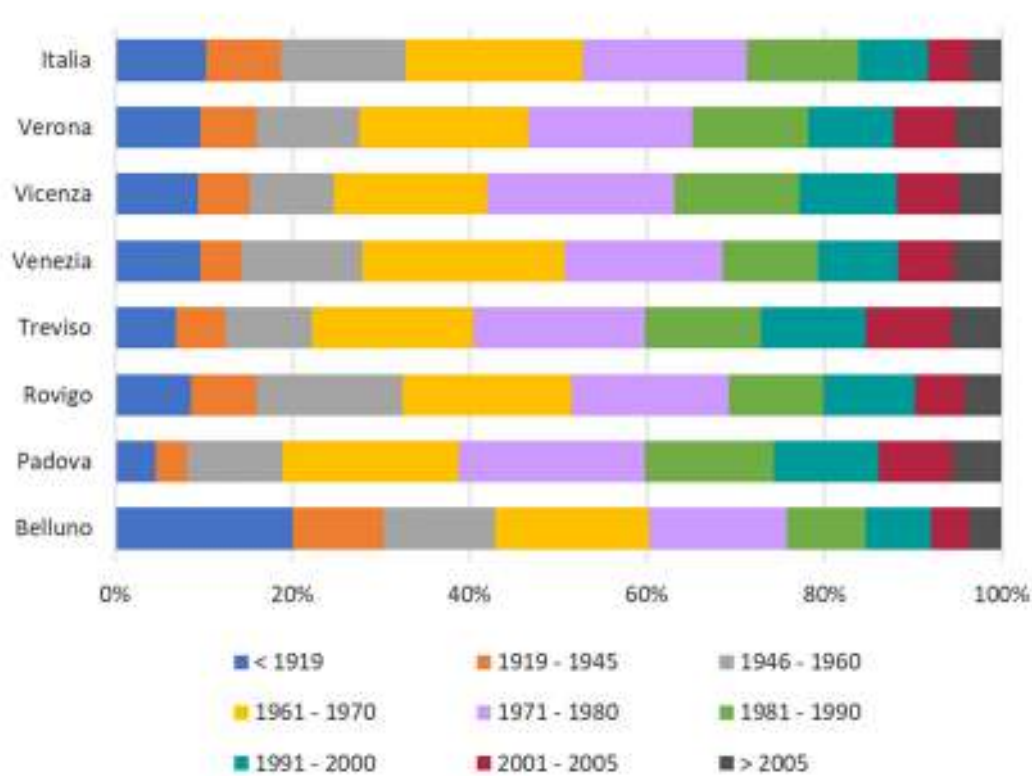


Figura 3.88 - Ripartizione delle abitazioni ad uso residenziale per periodo di costruzione: confronto tra le province venete e la media italiana. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [23].

Per quanto riguarda le superfici degli edifici residenziali (Figura 3.89), la distribuzione in termini di periodo di costruzione e di dimensioni è analoga a quella già osservata per il numero di alloggi (Figura 3.87). In particolare, si nota come le abitazioni unifamiliari corrispondano al 29% della superficie totale, mentre i piccoli condomini rappresentino la maggioranza delle superfici (53%). I condomini di medie e grandi dimensioni costituiscono ciascuno il 9% della superficie residenziale.

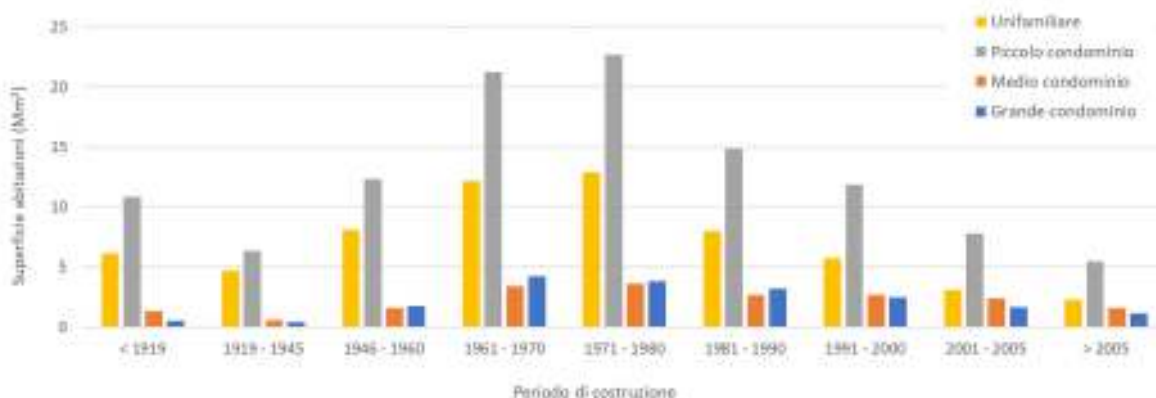


Figura 3.89 - Ripartizione della superficie degli edifici residenziali in Veneto per periodo di costruzione e dimensioni dell'edificio. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [23].

Nei decenni si osserva anche una variazione della superficie media delle abitazioni in funzione della categoria dimensionale: le case unifamiliari aumentano progressivamente la loro dimensione nel tempo, fino ai 144 m² delle ultime tipologie edilizie; per i piccoli condomini le abitazioni hanno conosciuto la massima estensione negli anni Ottanta (115 m²) per poi assestarsi a 104 m² negli ultimi decenni. Le

tipologie edilizie più grandi mostrano invece una riduzione nel tempo della superficie utile, da 90 m² circa del periodo della ricostruzione a 80 m² dagli anni Duemila.

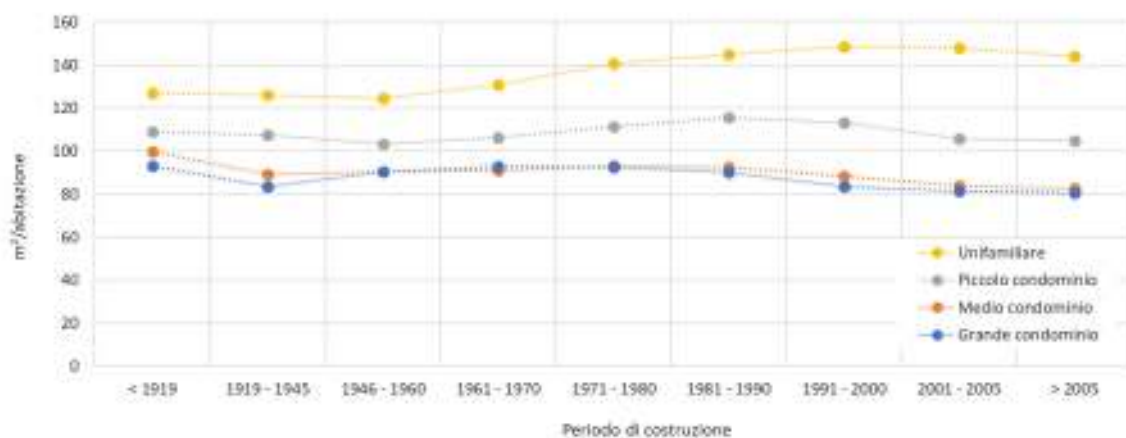


Figura 3.90 – Superficie (m²) media per abitazione in funzione delle dimensioni e del periodo di costruzione degli edifici residenziali in Veneto. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [23].

Dal punto di vista climatico, il Veneto è caratterizzato dalla presenza di due zone principali: la zona climatica F, corrispondente alle zone montuose, e la zona climatica E. La superficie complessiva delle abitazioni ad uso residenziale è distribuita per il 96% in zona E, mentre il restante 4% è situato in zona F (Tabella 2.6).

Periodo di costruzione	< 1919	1919 - 1945	1946 - 1960	1961 - 1980	1981 - 1990	1991 - 2005	2006 - 2011	Totale
Zona climatica E	17,0	11,1	22,6	81,0	27,9	36,5	10,1	206,2
Grande condominio	0,5	0,4	1,7	7,9	3,2	4,1	1,1	19,0
Medio condominio	1,3	0,6	1,6	6,8	2,6	4,9	1,6	19,2
Piccolo condominio	9,7	5,8	11,6	42,0	14,3	19,0	5,3	107,8
Unifamiliare	5,5	4,3	7,7	24,3	7,8	8,5	2,1	60,2
Zona climatica F	1,8	0,9	1,1	3,0	0,8	1,1	0,3	9,2
Grande condominio	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,3
Medio condominio	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,6
Piccolo condominio	1,1	0,5	0,7	1,9	0,5	0,6	0,2	5,5
Unifamiliare	0,6	0,4	0,3	0,7	0,2	0,3	0,1	2,8
Totale	18,8	12,0	23,8	84,0	28,7	37,6	10,5	215,4

Tabella 2.6 – Superficie delle abitazioni residenziali (Mm²) in Veneto, in funzione di zona climatica, dimensione degli edifici e periodo di costruzione (elaborazioni RSE su dati Istat [23]).

Sulla base di uno studio svolto da RSE SpA sulla domanda di climatizzazione di edifici del settore civile [25], si riassumono in Tabella 2.7 i fabbisogni specifici annuali (kWh/m²anno) di energia per riscaldamento per ciascuna tipologia di edificio, individuata dall'intersezione di zona climatica, periodo di costruzione e dimensione. La moltiplicazione di questi fabbisogni specifici per le superfici degli alloggi in Tabella 2.6 ci permette di ottenere un quadro chiaro e dettagliato sulla domanda di riscaldamento degli edifici residenziali del Veneto (Tabella 2.8).

Periodo di costruzione	< 1919	1919 - 1945	1946 - 1960	1961 - 1980	1981 - 1990	1991 - 2005	2006 - 2011
Zona climatica E							
Unifamiliare	210	191	164	155	101	71	34
Piccolo condominio	169	166	139	176	77	55	20
Medio condominio	150	156	138	137	87	50	18
Grande condominio	122	132	131	100	58	47	14
Zona climatica F							
Unifamiliare	245	213	183	174	113	84	41
Piccolo condominio	194	183	166	191	87	66	25
Medio condominio	179	183	155	153	94	62	24
Grande condominio	193	175	141	110	69	60	18

Tabella 2.7 – Fabbisogni specifici annuali (kWh/m²anno) di riscaldamento per le abitazioni residenziali in Veneto, in funzione di zona climatica, dimensione degli edifici e periodo di costruzione [25].

La zona climatica E si conferma la più rilevante anche dal punto di vista energetico e costituisce il 95% dei fabbisogni annuali di riscaldamento della regione. In particolare, i piccoli condomini e le villette unifamiliari costruite tra gli anni Sessanta ed Ottanta rappresentano le tipologie edilizie più energivore, principalmente per effetto dell'estensione superficiale e numerosità di questi edifici e in parte anche per le scarse prestazioni energetiche. Infatti, la domanda di riscaldamento di queste due categorie da sole ammonta a 11.160 GWh/anno, circa il 40% del fabbisogno totale del Veneto. Complessivamente la regione incide per circa il 10% dei fabbisogni di riscaldamento nazionali, con un coefficiente specifico medio del parco residenziale di 127 kWh/m² contro i 104 kWh/m² del Paese.

Periodo di costruzione	< 1919	1919 - 1945	1946 - 1960	1961 - 1980	1981 - 1990	1991 - 2005	2006 - 2011	Totale
Zona climatica E	3.045,9	1.929,6	3.325,1	12.881,1	2.296,8	2.087,2	222,6	25.788,3
Grande condominio	64,2	56,9	227,5	790,1	183,0	192,7	15,6	1.530,0
Medio condominio	187,6	86,1	216,7	931,3	225,4	245,3	28,3	1.920,8
Piccolo condominio	1.639,9	963,9	1.612,5	7.395,7	1.104,8	1.046,6	105,7	13.869,1
Unifamiliare	1.154,2	822,8	1.268,3	3.764,0	783,5	602,6	73,0	8.468,3
Zona climatica F	385,9	183,1	191,6	546,0	78,7	78,9	9,9	1.474,0
Grande condominio	3,1	0,4	2,4	16,9	2,2	3,4	0,3	28,7
Medio condominio	13,0	2,9	7,1	36,2	8,8	8,5	0,9	77,5
Piccolo condominio	213,6	96,0	118,8	364,3	42,0	39,1	4,5	878,3
Unifamiliare	156,2	83,8	63,2	128,6	25,6	27,9	4,2	489,5
Totale	3.431,8	2.112,7	3.516,7	13.427,1	2.375,4	2.166,1	232,5	27.262,2

Tabella 2.8 - Fabbisogni annuali (GWh/anno) di riscaldamento per le abitazioni residenziali in Veneto, in funzione di zona climatica, dimensione degli edifici e periodo di costruzione.

L'analisi ha finora evidenziato le principali caratteristiche e criticità del parco edilizio residenziale e della domanda di riscaldamento. Per quanto riguarda il lato dell'offerta, in Veneto si contano circa 2,73 milioni di impianti di riscaldamento, censiti da Istat nel 2013 in occasione dell'indagine sui consumi energetici delle famiglie [26]. Guardando in Figura 3.91 la ripartizione di questi impianti per tipologia di alimentazione, si nota una prevalenza di gas naturale fino al 70% del totale, un dato in linea con la media

nazionale. I combustibili solidi (comprensivi di legna e carbone secondo le statistiche Istat) alimentano il 14% degli impianti di riscaldamento, mentre la restante quota è divisa fra energia elettrica, gasolio e GPL. Il contributo di olio combustibile e altre fonti di alimentazione risulta invece marginale. Se il ruolo centrale del gas naturale nei sistemi di riscaldamento suggerisce un percorso passato di progressiva sostituzione di combustibili desueti e inquinanti come il gasolio, tuttavia evidenzia un contrasto con gli obiettivi futuri di decarbonizzazione e sicurezza energetica, che pongono la priorità su energie verdi ed elettrificazione.

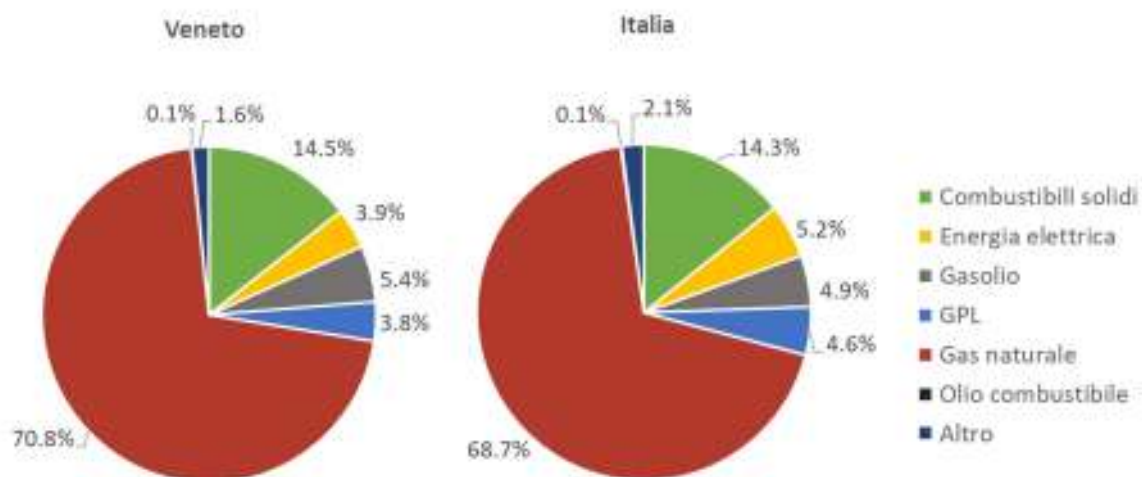


Figura 3.91 - Ripartizione degli impianti di riscaldamento residenziale per fonte di alimentazione. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [26].

Un ulteriore approfondimento può essere fatto sulla struttura dell'offerta in funzione delle zone climatiche presenti in Veneto (Figura 3.92). La zona climatica F si distingue per la prevalenza di impianti a combustili solidi, in particolare biomasse, coerente con la maggiore disponibilità di queste risorse in territori boschivi e montuosi. In zona F si riscontra anche una maggiore incidenza di impianti a gasolio e GPL, da attribuire probabilmente a quei Comuni dove il processo di metanizzazione si è verificato in tempi più recenti rispetto al resto della regione e della penisola. Tuttavia, visto il peso trascurabile della zona climatica F sui fabbisogni di riscaldamento residenziale della regione (5% del totale), la distribuzione degli impianti di riscaldamento per fonte della regione Veneto rispecchia di fatto quella della zona climatica E.

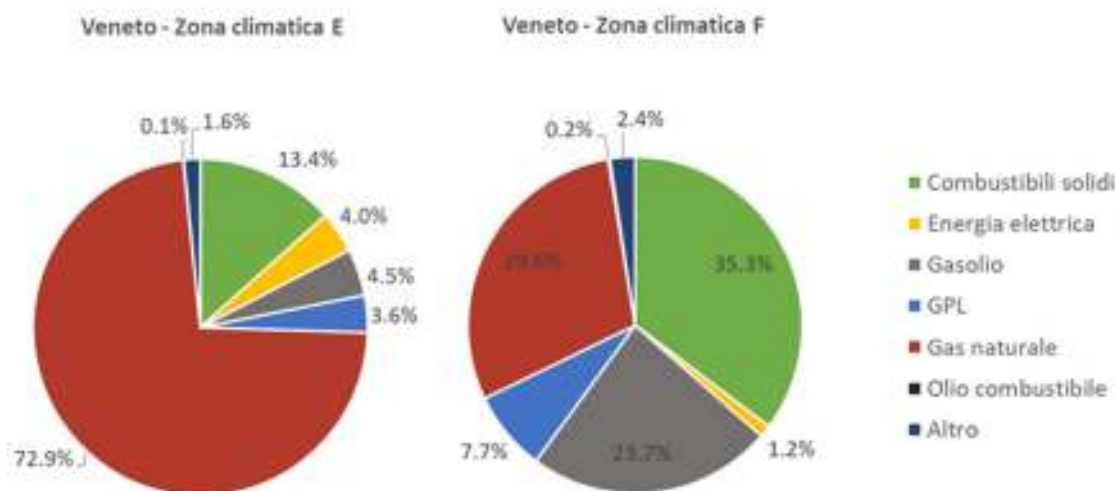


Figura 3.92 - Ripartizione degli impianti di riscaldamento residenziale per fonte di alimentazione e per zona climatica. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [26].

Per quanto riguarda la dimensione degli impianti (Figura 3.93), si evidenzia una prevalenza di impianti autonomi ad uso esclusivo dell'abitazione (66%), con un'incidenza superiore anche alla media nazionale (60%). Si tratta d'altronde di un dato in linea con la maggiore diffusione in Veneto di edifici di tipo unifamiliare e piccoli condomini. La restante quota di impianti di riscaldamento è costituita da apparecchi singoli fissi che riscaldano una parte o l'intera abitazione, come ad esempio piccole stufe a gas o a pellet.

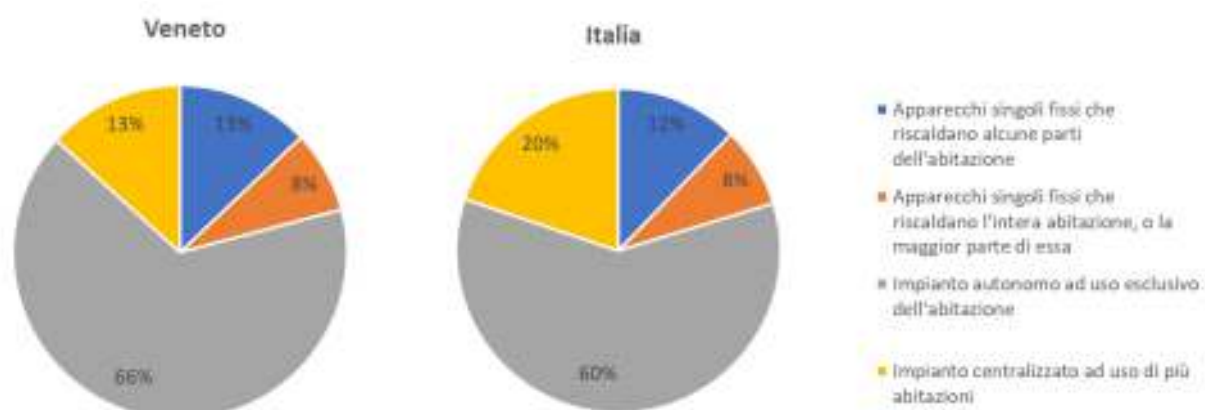


Figura 3.93 - Ripartizione degli impianti di riscaldamento residenziale per dimensione. Fonte: elaborazioni RSE su dati Istat [26].

Infrastrutture energetiche di stoccaggio, trasporto e distribuzione

Per quanto riguarda gli stoccaggi di vettori energetici, nel territorio regionale sono di particolare importanza le seguenti infrastrutture:

- centrale idroelettrica di Fadalto (TV): si tratta di una centrale di pompaggio misto con una capacità di 210 MW di generazione e 160 MW di pompaggio [27];
- campo di stoccaggio di gas naturale Collalto (TV): nato nel 1994 e potenziato nel 2011 senza modificare le condizioni originarie del giacimento, ha una capacità di stoccaggio di circa 600 milioni di metri cubi di gas naturale. Attualmente è composto da 17 pozzi attivi e 3 di monitoraggio, (con profondità media di 1500 metri). [28];
- deposito di gasolio da 20 mila tonnellate nel Comune di Venezia [29].

Per quanto riguarda la rete di trasmissione dell'energia elettrica, al 31 dicembre 2021, le linee elettriche di Terna in Veneto si estendono per 1908,1 km (8,6% della rete nazionale), di cui 559,7 km con tensione di esercizio uguale a 380 kV, e 1348,3 km a 220 kV. Tali linee collegano il Veneto con il Friuli-Venezia Giulia, la Lombardia e l'Emilia-Romagna. La rete di trasmissione veneta è caratterizzata dalla presenza di 142 cabine primarie di distribuzione [30]. Sono presenti poi oltre 90 mila km di reti di distribuzione a media e bassa tensione [31].

Per quanto riguarda il gas naturale, la rete di trasporto di Snam in Veneto è caratterizzata dalla presenza di una dorsale principale che si sviluppa per circa 1300 km e che collega i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia con il Veneto e, quindi, con la Provincia Autonoma di Trento, la Lombardia e l'Emilia-Romagna [29].

Nell'alto Mare Adriatico, a circa 15 km dalla costa veneta, si trova il rigassificatore Offshore Adriatic LNG, il più grande d'Italia. Un metanodotto di 40 km collega il terminale offshore alla rete di trasporto di Snam in corrispondenza di Cavarzere (VE). Con il Decreto ministeriale n. 543 del 22 dicembre 2021, la società Adriatic LNG è stata autorizzata ad aumentare la capacità di rigassificazione da 8 a 9 miliardi di Sm³/anno [32]. La nuova capacità autorizzata è pari a circa il 12% dei consumi nazionali di gas naturale. Tale aumento di capacità può essere realizzato grazie all'ottimizzazione del regime di esercizio, senza alcuna modifica strutturale o impiantistica rispetto all'attuale configurazione. La società Adriatic LNG, inoltre, sta valutando la possibilità di aumentare ulteriormente la capacità di rigassificazione fino a 11 miliardi di metri cubi l'anno attraverso alcune modifiche tecniche [33].

Obiettivi regionali sulle fonti rinnovabili (“Burden Sharing”)

La Direttiva 2009/28 [34] (FER), recepita con il Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 [35], assegna all'Italia due obiettivi nazionali vincolanti in termini di quota dei Consumi Finali Lordi di energia (CFL) coperta da FER da raggiungere entro il 2020. Il primo prevede una quota complessiva FER sui CFL complessivi almeno pari al 17%; il secondo, relativo al solo settore dei Trasporti, prevede una quota FER almeno pari al 10%.

Il successivo Decreto 15 marzo 2012 (c.d. decreto Burden sharing [36]) fissa il contributo che le diverse regioni e province autonome italiane sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo complessivo nazionale, attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020.

In questo quadro, il Decreto 11 maggio 2015 [37], attribuisce al GSE, con la collaborazione di ENEA, il compito di monitorare il raggiungimento dell'obiettivo nazionale e degli obiettivi regionali sia a livello complessivo sia con riferimento ai settori elettrico, termico e dei trasporti. Il GSE risponde alla richiesta del Decreto pubblicando periodicamente un rapporto di monitoraggio la cui ultima versione è risale al mese di luglio 2022 [38].

In Italia, nel 2020 la quota dei consumi finali lordi complessivi coperta da FER risulta pari al 20,4%: si tratta di un valore superiore all'obiettivo complessivo assegnato all'Italia dalla direttiva 2009/28/CE (17%).

L'obiettivo nazionale del 17% e la relativa ripartizione tra le regioni italiane era stato definito nel 2010 nell'ambito della realizzazione del Piano Energetico Nazionale (PAN) che delineava le traiettorie delle FER per raggiungere gli obiettivi 2020. Nel 2011, in seguito alla pubblicazione del secondo decreto “Conto Energia”, gli impianti fotovoltaici in Italia hanno visto una crescita esponenziale che ha reso obsoleto il target FER assegnato.

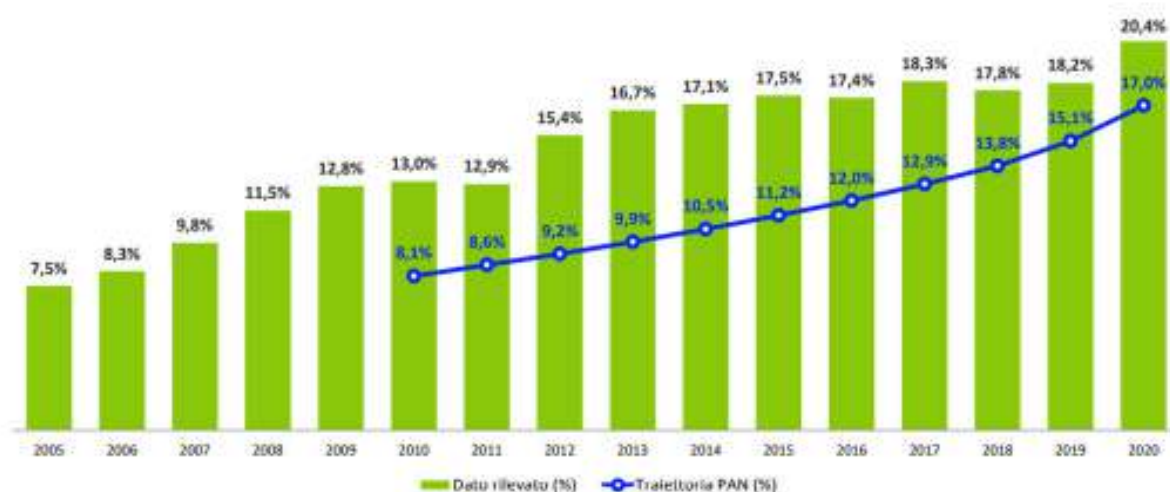


Figura 3.94 – Quota consumi finali lordi di energia coperti da FER, dati rilevati e obiettivo nazionale. Fonte: GSE [38]

Relativamente al Veneto la quota dei consumi finali lordi complessivi coperta da FER al 2020 risulta pari al 18,7%: anche in questo caso si tratta di un valore superiore all'obiettivo assegnato alla Regione dal Decreto 15 marzo 2012 (10,3%). Già dal primo monitoraggio del 2012 si rilevava in Veneto una quota FER del 15% a fronte di un obiettivo 2020 pari al 10,3%.

Analizzando nel dettaglio la crescita delle diverse fonti, la Figura 3.96 mostra i consumi finali di FER nel settore elettrico mentre la Figura 3.97 nel settore termico.

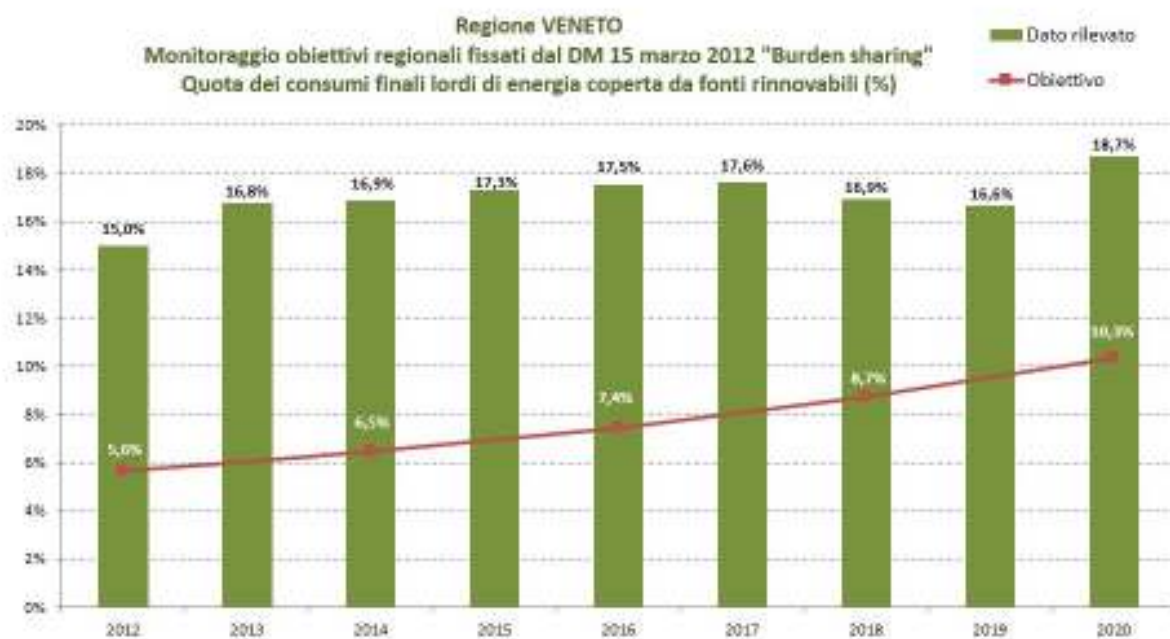


Figura 3.95 - Quota consumi finali lordi di energia coperti da FER, dati rilevati e obiettivo regionale per il Veneto. Fonte: GSE [38]

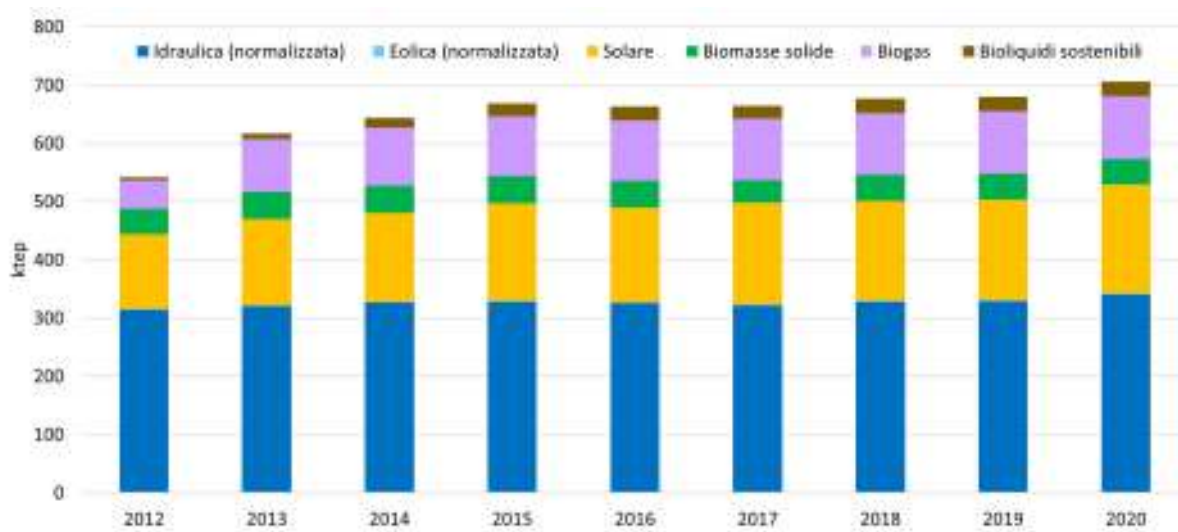


Figura 3.96 - Consumi finali lordi di FER nel settore elettrico in Veneto, dati 2012-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati GSE [38]

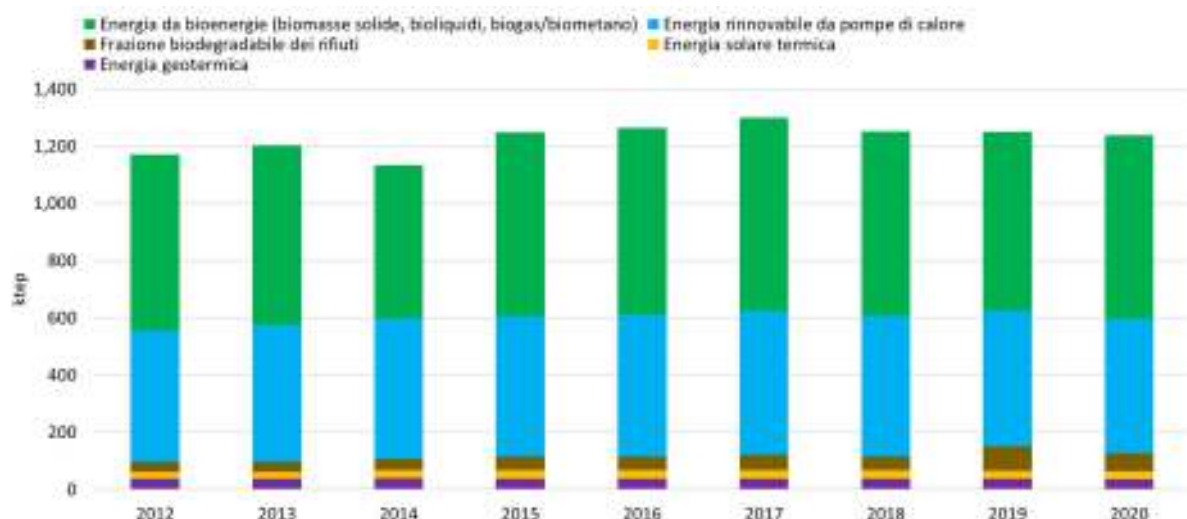


Figura 3.97 - Consumi finali lordi di FER nel settore termico in Veneto, dati 2012-2020. Fonte: elaborazione RSE su dati GSE [38]

Con la pubblicazione del PNIEC a dicembre 2019 [7] il target FER per l'Italia, da raggiungere entro il 2030, è stato fissato al 30% rispetto al 17% del 2020. In seguito al PNIEC non è stato però pubblicato un nuovo decreto di burden sharing per suddividere questo target tra le regioni.

Nel luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato il nuovo pacchetto di misure chiamato "Fit For 55" (FF55) con il quale l'UE intende raggiungere la neutralità climatica nel 2050 definendo nuovi obiettivi più ambiziosi per il 2030. Relativamente alle FER il nuovo obiettivo comunitario per il 2030 è pari al 40%, (direttiva 2018/2001 [39]). Per l'Italia questo si traduce in un obiettivo del 36%.

Con il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199 [40] l'Italia ha recepito la direttiva 2018/2001. All'interno di questo Decreto l'articolo 20 "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili" prevede l'emanazione di uno o più decreti con quali stabilire i principi e i criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili.

Ai fini del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, già superati dal pacchetto FF55, il nuovo decreto (pubblicato in G.U. in data 2/7/2024) stabilisce la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province autonome.

Emissioni in atmosfera

Gas serra

La Figura 3.97 mostra il trend delle emissioni regionali dei tre principali gas serra (anidride carbonica, metano, protossido di azoto)⁶⁸: fra il 1990 e il 2019 le emissioni del Veneto sono scese del 30%. Tale riduzione è in linea con la riduzione registrata a livello nazionale nello stesso periodo. Nel 2019, con 35 MtCO₂eq, il Veneto ha emesso il 9,7% delle emissioni nazionali di questi tre gas serra [41] [42].

In Veneto, nel 2019, il primo macrosettore per emissioni di gas serra è il trasporto su strada (26%), seguito dalle combustioni nel settore civile (23%) e dalle combustioni nell'industria (17%). Il MAC 1 (produzione centralizzata di energia elettrica e termica e raffinerie) rappresenta il quarto macrosettore per importanza, responsabile del 13% delle emissioni regionali (Figura 3.98).

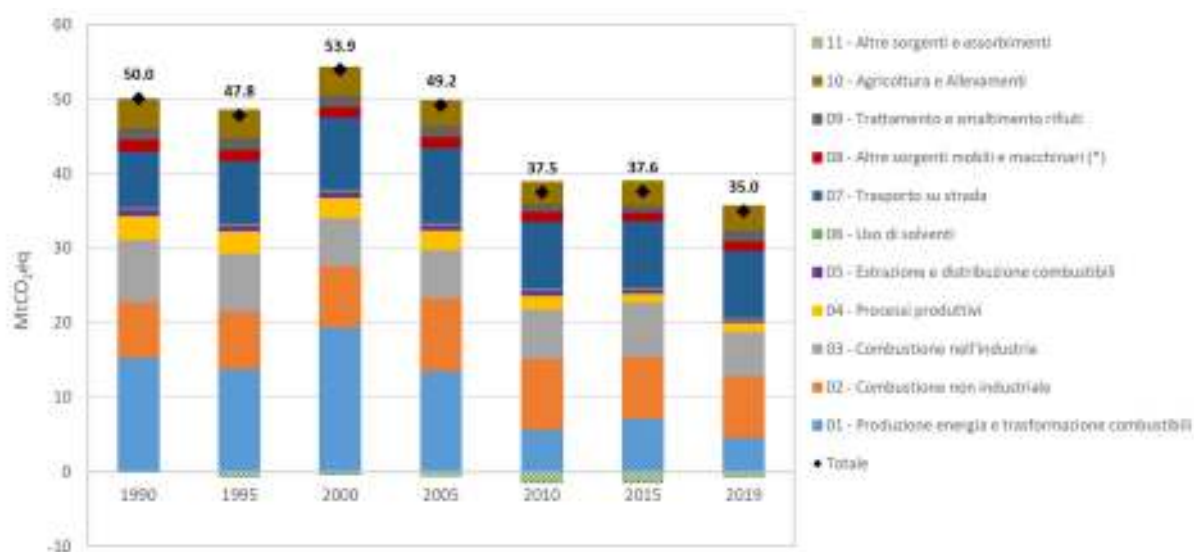


Figura 3.98 – Emissioni di gas serra (CO₂, CH₄, N₂O) in Veneto per macrosettore (esclusi i trasporti internazionali aerei e marittimi). Fonte: elaborazione RSE su dati ISPRA [41]. (*): Ferrovie diesel, Vie di navigazione interne, Attività marittime nazionali, Traffico aereo nazionale, Trasporti militari, Industria (trasporti fuori strada), Agricoltura e Silvicultura (trasporti fuori strada), Pesca, Giardinaggio domestico.

La Figura 3.99 mostra il trend delle emissioni regionali suddivise per i tre gas serra considerati. Nel 2019, la CO₂ rappresenta l'83% del totale, seguita dal metano con l'11% e dal protossido di azoto con il 6%. In particolare, la CO₂ emessa dalle combustioni rappresenta il 80% del totale.

In Veneto, fra il 2005 e il 2019, si è verificato un calo del 53% della CO₂ emessa dagli impianti stazionari che ricadono nel sistema ETS (Figura 3.100). Il calo delle emissioni in ETS è stato particolarmente rilevante nel settore elettrico, grazie al minor uso dell'olio combustibile e del carbone nelle centrali termoelettriche e all'aumento delle fonti rinnovabili. Un calo significativo ha riguardato anche il settore del cemento (-61% fra il 2005 e il 2019, con ulteriore calo nel 2020 e 2021). Complessivamente, nel 2005, le emissioni dagli impianti stazionari in ETS rappresentavano il 35% delle emissioni totali di gas serra della regione Veneto. Tale quota è scesa al 23% nel 2019.

⁶⁸ Emissioni convertite in CO₂ equivalente utilizzando i GWP da AR4 IPCC 2007.

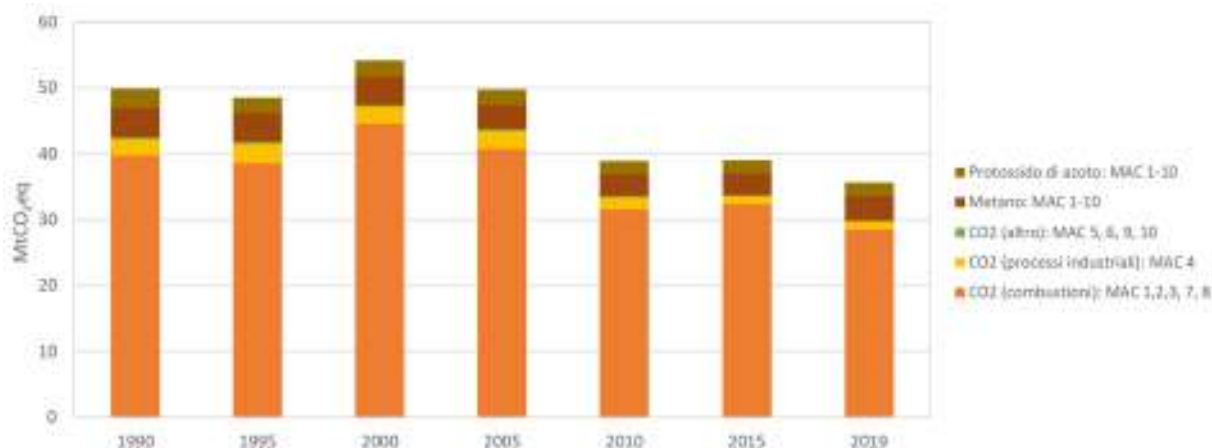


Figura 3.99 – Emissioni climalteranti in Veneto per gas serra. Sono esclusi il macrosettore degli assorbimenti e i trasporti internazionali aerei e marittimi. Fonte: elaborazione RSE su dati ISPRA [41].

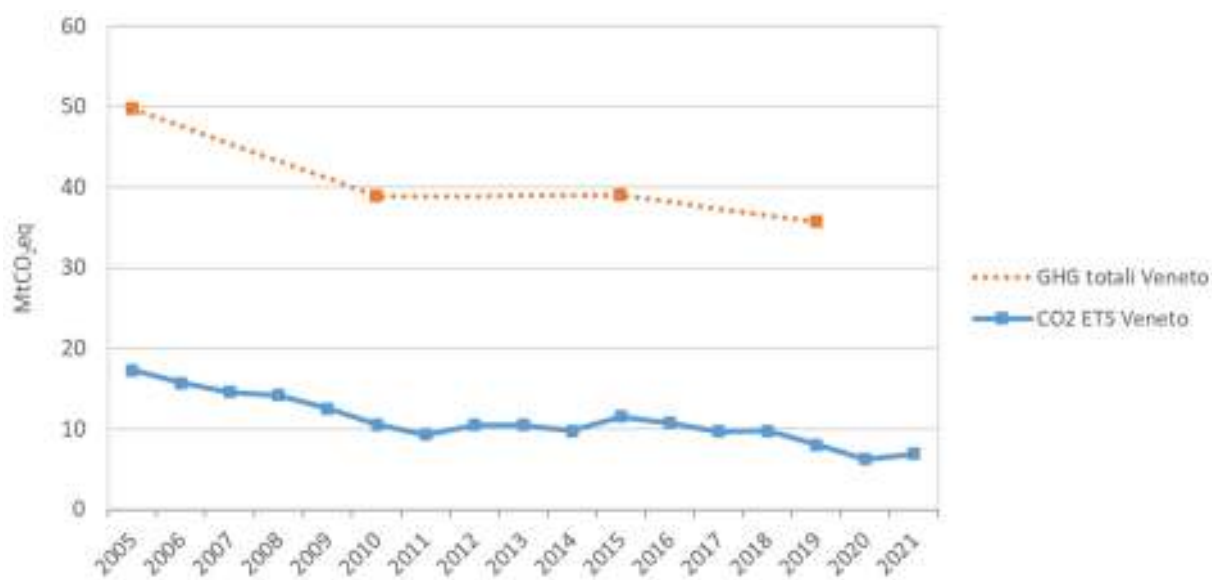


Figura 3.100 – Emissioni nei settori ETS (impianti stazionari in Veneto) a confronto con le emissioni totali di gas serra della regione (esclusi il macrosettore degli assorbimenti e i trasporti internazionali aerei e marittimi). Fonte: elaborazione RSE su dati ISPRA [41] e della Commissione Europea [43].

Altri inquinanti in atmosfera

Il sistema energetico è il principale responsabile non solo delle emissioni di gas serra, ma anche di alcuni inquinanti atmosferici (Figura 3.101 e Figura 3.102).

In particolare, nel 2017, i combustibili fossili sono stati responsabili per circa il 90% delle emissioni regionali di NO_x e per il 70% della SO₂. Fanno eccezione i Composti Organici Volativi (COV) che sono emessi principalmente dall'uso di solventi e dal settore agricoltura e pertanto non sono legati ad alcuna combustione (“senza comb.” nelle figure). Una chiara eccezione, inoltre, è costituita dalla legna, combustibile “neutro” dal punto di vista delle emissioni climalteranti, ma primo responsabile delle emissioni di PM₁₀, Benzo(a)pirene (BaP) e Cadmio (Cd).

Pertanto, prestando attenzione all'uso della legna, le misure che mirano a mitigare le emissioni di gas serra, tenderanno anche ad avere effetti positivi sulla qualità dell'aria.

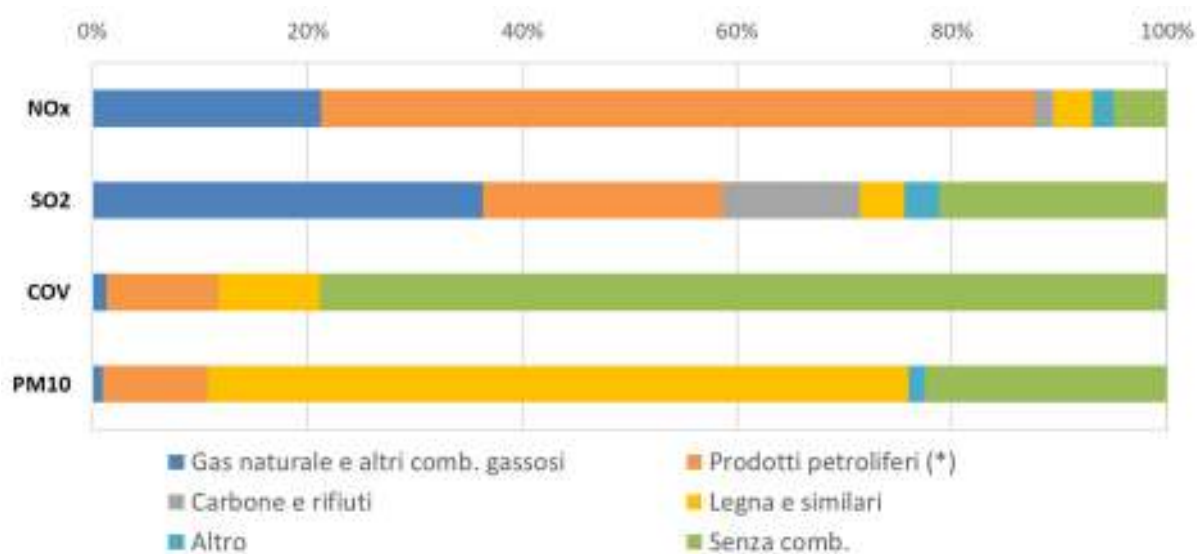


Figura 3.101 – Emissioni di macro-inquinanti atmosferici per combustibile in Veneto nel 2017. (*) Benzina, gasolio, GPL, kerosene, olio combustibile. Fonte: elaborazione RSE su dati INEMAR – Regione Veneto [44].

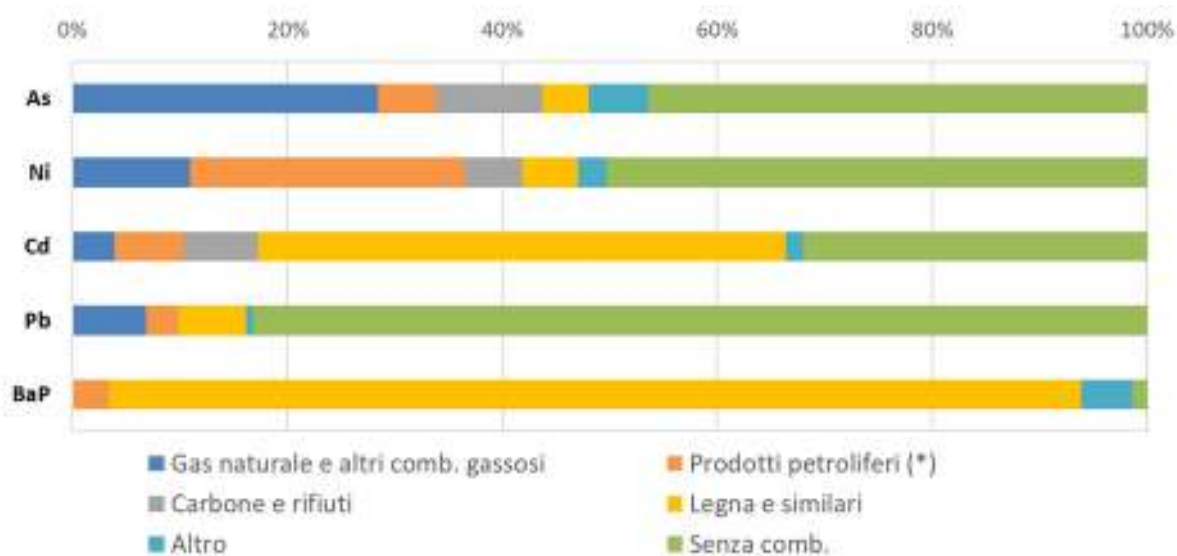


Figura 3.102 – Emissioni di micro-inquinanti atmosferici per combustibile in Veneto nel 2017. (*) Benzina, diesel, gasolio, GPL, kerosene, olio combustibile, MGO (Marine Gas Oil), BFO (Bunker Fuel Oil). Fonte: elaborazione RSE su dati INEMAR – Regione Veneto [44].

RAPPRESENTAZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO VENETO E SCENARI AL 2030: SCENARI DI RIFERIMENTO E DI POLICY

Nell'ambito della collaborazione tra Regione Veneto e RSE SpA di cui alla DGR n. 734 del 21 giugno 2022, RSE ha ricevuto l'incarico di fornire supporto tecnico alla Regione del Veneto nelle attività legate alla redazione del Nuovo Piano Energetico Regionale.

In tale contesto, RSE elaborato due rapporti tecnici: il primo che indaga l'attuale situazione energetica regionale (Rapporto Stato dell'arte); il secondo che analizza le prospettive di sviluppo del sistema energetico della regione Veneto al 2030 (Rapporto Scenari).

Il presente capitolo rappresenta il Rapporto Scenari che descrive l'evoluzione del sistema energetico del Veneto in un'ottica di decarbonizzazione in linea con gli scenari nazionali che riguardano gli obiettivi del pacchetto Fit for 55 (FF55) e REPowerEU della Commissione Europea.

Nel luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato il nuovo pacchetto di misure chiamato "Fit For 55" [45] con il quale l'Unione intende raggiungere la neutralità climatica nel 2050 definendo nuovi obiettivi più ambiziosi per il 2030 rispetto a quelli indicati dal programma Clean Energy for all Europeans del 2016 [46]: i target di questo nuovo pacchetto costituiscono la base del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) [47]. A maggio 2022, in seguito alla crisi energetica innescata dal conflitto in Ucraina, la Commissione Europea ha proposto il piano REPowerEU, che mantiene gli stessi obiettivi di riduzione delle emissioni già esplicitati con FF55 e Green Deal, ma che definisce obiettivi più ambiziosi per il 2030, sia in termini di mix energetico, con una maggiore penetrazione delle rinnovabili a discapito soprattutto del gas naturale, sia di promozione del risparmio ed efficienza energetica. I pacchetti FF55 e REPowerEU definiscono gli obiettivi a cui riguardano gli scenari sviluppati nell'ambito dell'aggiornamento del PNIEC inviato dall'Italia alla Commissione Europea, in versione bozza, a fine giugno 2023.

L'obiettivo di questo rapporto è la definizione di futuri scenari di sviluppo del sistema energetico della Regione Veneto nell'ottica degli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello comunitario e nazionale.

La prima parte del rapporto è dedicata alla costruzione degli scenari indicando le principali ipotesi e la metodologia.

Nel capitolo *Proiezioni al 2030-2040 del sistema energetico regionale*, si descrivono gli scenari nazionali realizzati per l'aggiornamento del PNIEC. La descrizione dettagliata della metodologia utilizzata e degli input per gli scenari energetici regionali è illustrata nel capitolo *Metodologia e costruzione degli scenari* del presente rapporto. In particolare, si sviluppano due diversi scenari, uno che traccia l'evoluzione tendenziale (scenario di Riferimento) e uno (scenario di Policy) che incorpora le azioni e gli obiettivi necessari per un percorso più ambizioso di decarbonizzazione.

La seconda parte del rapporto si occupa dell'evoluzione del sistema energetico della Regione.

I principali risultati del sistema energetico sono descritti nel capitolo *Evoluzione del sistema energetico regionale del Veneto al 2030*, confrontando l'evoluzione attesa nello scenario di Riferimento con quella dello scenario di Policy.

Si analizzano i consumi energetici primari e finali, con un focus sui consumi finali dei diversi settori (industria, trasporti e civile). L'analisi prosegue nel capitolo *Approfondimenti sul sistema elettrico* con un approfondimento sul settore elettrico nel quale si descrive l'evoluzione dell'offerta e della domanda di energia elettrica nella Regione.

Seguono approfondimenti relativi al ruolo delle fonti energetiche rinnovabili termiche (capitolo *Il ruolo delle FER termiche*) mentre l'ultima parte del rapporto (capitolo *L'evoluzione delle emissioni*) è dedicata alle emissioni in atmosfera, distinguendo tra settori ETS e non-ETS.

Le proiezioni a supporto del presente piano sono state elaborate coerentemente alla pianificazione nazionale vigente al momento della loro elaborazione. Tra il PNIEC in vigore alla data dell'elaborazione degli scenari a supporto delle analisi del Piano e il suo aggiornamento elaborato a giugno 2024, si rileva una sostanziale coerenza, specie rispetto all'evoluzione dei driver sottesi alle dinamiche rappresentate nei due Piani.

Si segnala comunque che il dataset utilizzato per la redazione del Piano, analogo a quello dell'edizione 2023 del PNIEC e tratto dallo scenario Primes 2020 (EUref2020) condiviso dalla Commissione Europea, è stato integrato con ulteriori banche dati su scala regionale e con proiezioni contestualizzate al Veneto ove già presenti, in modo da rappresentare nel modo più fedele possibile l'assetto regionale futuro.

Proiezioni al 2030-2040 del sistema energetico nazionale

Il 30 giugno 2023 l'Italia ha inviato alla Commissione Europea la proposta di aggiornamento del PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) [48]. Il PNIEC in argomento aggiorna gli obiettivi nazionali al 2030, rispetto alla precedente versione inviata nel 2019 [47], relativi ai seguenti temi: efficienza energetica, fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni di CO₂, come anche quelli in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile.

Il tragitto indicato dal PNIEC 2023 permette al 2030 di raggiungere quasi tutti i target comunitari su ambiente e clima, superando in alcuni casi gli obiettivi prefissi.

Scenari nazionali a supporto del PNIEC

L'analisi di scenario parte dalla definizione di uno scenario energetico nazionale di Riferimento. Questo agisce come un benchmark che tiene conto nel lungo termine di azioni e politiche già definite ed implementate in un determinato sistema e serve come termine di confronto per valutare gli effetti di uno scenario "di Policy" in cui misure aggiuntive sono implementate per raggiungere determinati obiettivi. Per fornire una base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima sono stati realizzati:

- uno scenario di Riferimento, che descrive l'evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario di Policy (o scenario PNIEC), che considera gli effetti di misure aggiuntive, sia quelle ad oggi già programmate che quelle ancora in via di definizione nel percorso verso gli obiettivi strategici al 2030.

Tutte le misure considerate per la costruzione di questi scenari sono elencate nella tabella 2 (Tabella 2 - Principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC 2023) [48]. Per lo scenario di Riferimento sono state prese in considerazione solo le misure in vigore o approvate entro il 31/12/2021.

Nella Tabella 4.1 sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 relativi a fonti energetiche rinnovabili (FER), efficienza energetica ed emissioni.

	unità di misura	Dato rilevato	PNIEC 2019		PNIEC 2023: Scenario di Riferimento	PNIEC 2023: Scenario di Policy ¹	Obiettivi FF55 REPowerEU
		2021	2021	2030	2030	2030	2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra							
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-47%	-44%	-56%	-55%	-62%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	%	-17%	-23%	-33%	-28.6%	-35,3% / -37,1%	-43,7% ^{3, 4}
Assorbimenti di CO2 - LULUCF (<i>Land Use Land Use Change and Forestry</i> - uso del suolo, cambiamento nell'uso del suolo e foreste) (kt/CO2eq)	MtCO2 eq	-27,5			-34,9	-34,9	-35,8 ³
Energie rinnovabili							
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	%	19%	20%	30%	27%	40.5%	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	9%	17%	13%	30.7%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	%	20%	22%	34%	27%	36.7%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	36%	37%	55%	49%	65.0%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato dell'industria	%	0%	0%	0%	3%	42%	42% ³
Efficienza energetica							
Consumi di energia primaria	Mtep	145	141	125	130	122	112,2 (115 con flessibilità +2,5%)
Consumi di energia finale	Mtep	113	115	104	109	100	92,1 (94,4 con flessibilità +2,5%)
Risparmi annui nei consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	Mtep	1,4	0,9	51,4		73,4	73,4 ³
Sicurezza energetica							
Dipendenza energetica	%	73,5%		68,0%	70,9%	58,3%	non previsto

Tabella 4.1 – Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030 - PNIEC 2023 [48].

¹ scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2023,

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

Efficienza energetica

Al fine di contribuire a conseguire l'obiettivo vincolante dell'Unione Europea in materia di consumo di energia finale (di cui al paragrafo 1 dell'art.4 e all'allegato I della EED III [49]), secondo l'applicazione della formula di calcolo di cui all'Allegato I della EED III, il livello di consumi dell'Italia dovrebbe ammontare a 92,1 Mtep di energia finale e 112,2 Mtep di energia primaria nel 2030.

Rispetto a tali livelli di consumo, la direttiva EED III prevede una flessibilità del +2,5% (articolo 4, paragrafo 4): l'applicazione di tale flessibilità porta gli obiettivi indicativi per l'Italia a 115 Mtep di energia primaria e 94,4 Mtep di energia finale.

Lo scenario di Policy PNIEC, che interiorizza l'effetto sulla riduzione dei consumi delle misure attuate e pianificate, stima un consumo nazionale di energia primaria e finale rispettivamente di circa 122 Mtep e 100 Mtep al 2030. Lo scenario PNIEC non rispetta quindi al momento gli obiettivi di efficienza fissati dalla nuova direttiva EED III. Per condurre tale livello di consumo all'obiettivo indicativo sopra descritto, si valuteranno ulteriori misure nei settori non-ETS, al fine di contribuire contestualmente all'obiettivo di riduzione delle emissioni.

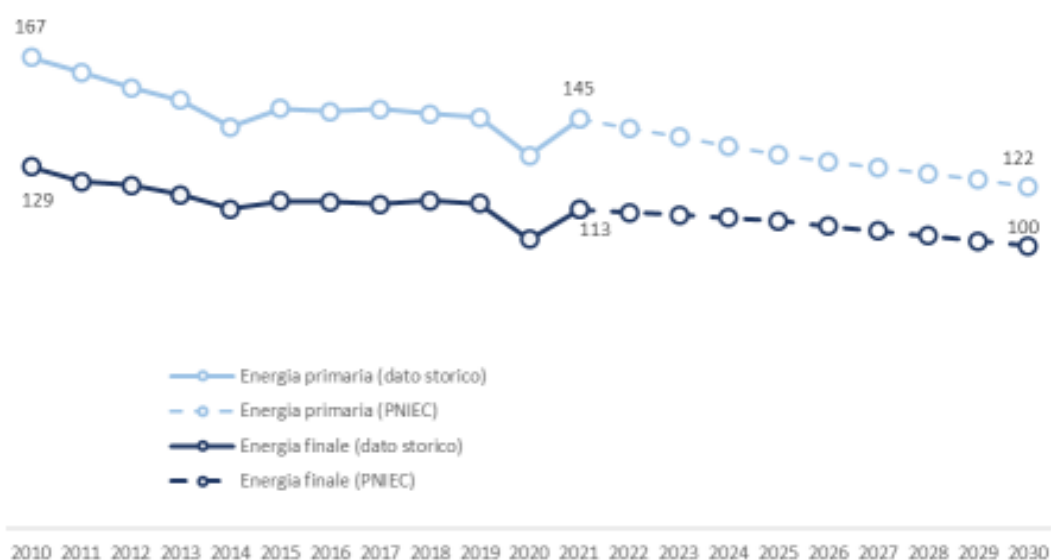


Figura 4.1 – Traiettoria dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2010-2030 [48].

Consumi primari di energia

Il PNIEC promuove la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale attraverso due leve principali: il processo di efficientamento tecnologico e la progressiva sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili. Questo porta a una riduzione del Consumo Interno Lordo di energia (Figura 4.2), già nello scenario di Riferimento, ma ancora più evidente in quello di Policy (PNIEC). La flessione del Consumo Interno Lordo è dovuta esclusivamente alle sopracitate dinamiche di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico. L'andamento del PIL è infatti previsto essere crescente dal 2021 in poi, sebbene a tassi moderati nel medio e lungo periodo.

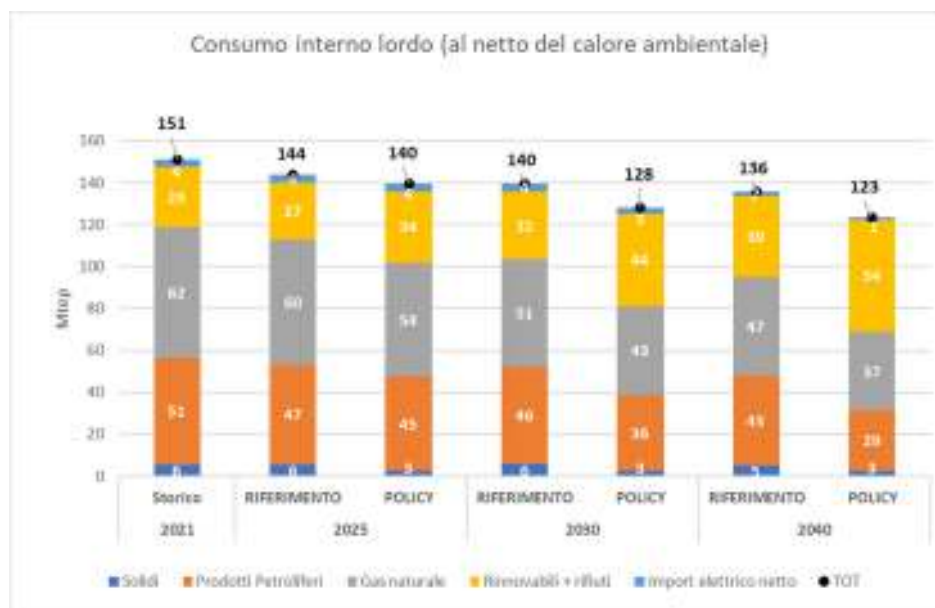


Figura 4.2 – Consumo interno lordo di energia al 2025-2030-2040, scenario Riferimento e PNIEC (elaborazione RSE su dati PNIEC 2023).

L'effetto dei processi di efficientamento tecnologico, derivante dall'implementazione delle politiche, è evidenziato dall'andamento del parametro di intensità energetica delle attività economiche, che risulta in continua contrazione nel breve, medio e lungo termine (Figura 4.3).

Sia nello scenario di Riferimento sia in quello PNIEC si osservano incrementi in termini di efficienza ma nello scenario PNIEC le politiche e le misure aggiuntive contribuiscono a raggiungere tassi di efficientamento superiori: l'intensità energetica si riduce infatti dell'1,7% medio annuo nel periodo 2020-2040 (1,4% nello scenario di Riferimento).

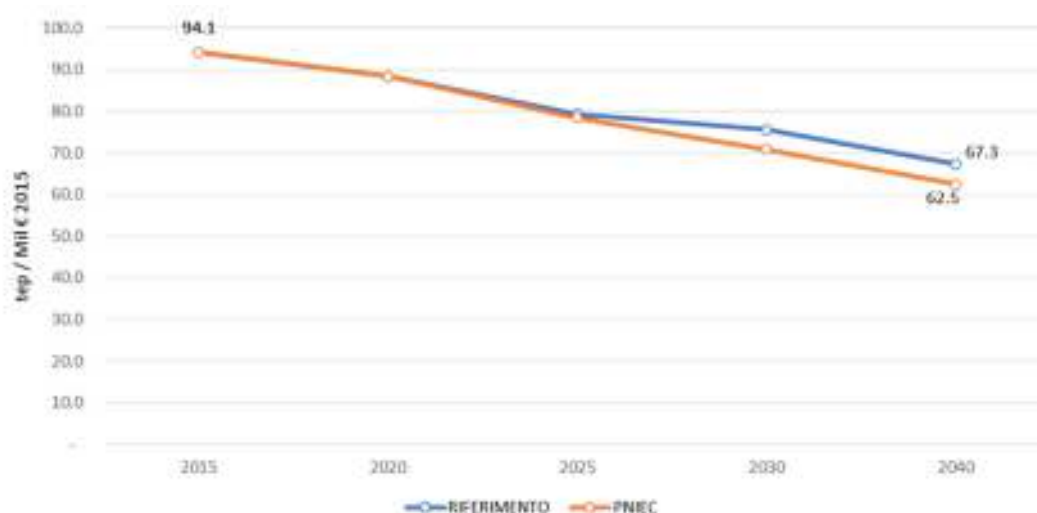


Figura 4.3 – Evoluzione dell'intensità energetica fino al 2040, scenario Riferimento e PNIEC [48].

In termini di mix energetico si osserva un contributo sempre più rilevante delle fonti rinnovabili a discapito delle fonti fossili (Figura 4.4), con una quota che aumenta dal 19% nel 2021 al 34% nel 2030 nello scenario PNIEC. I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è inferiore nel 2040 (circa 23% del mix primario, rispetto al 32% dello scenario di Riferimento). Il loro declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della

proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti, idrogeno e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci.

Sia nello scenario di Riferimento che nello scenario PNIEC si evidenzia una contrazione del contributo del gas naturale al mix energetico primario già al 2030; tuttavia, i processi di sostituzione con le fonti rinnovabili e di efficientamento sono più spinti nello scenario PNIEC. Pertanto, il ricorso al gas naturale fossile diminuisce dal 41% nel 2021, al 33% nel 2030, al 30% nel 2040 (nello scenario di Riferimento queste percentuali ammontano rispettivamente a 38% nel 2030 e 35% al 2040).



Figura 4.4 – Mix del fabbisogno primario al 2030, scenario Riferimento e PNIEC [48].

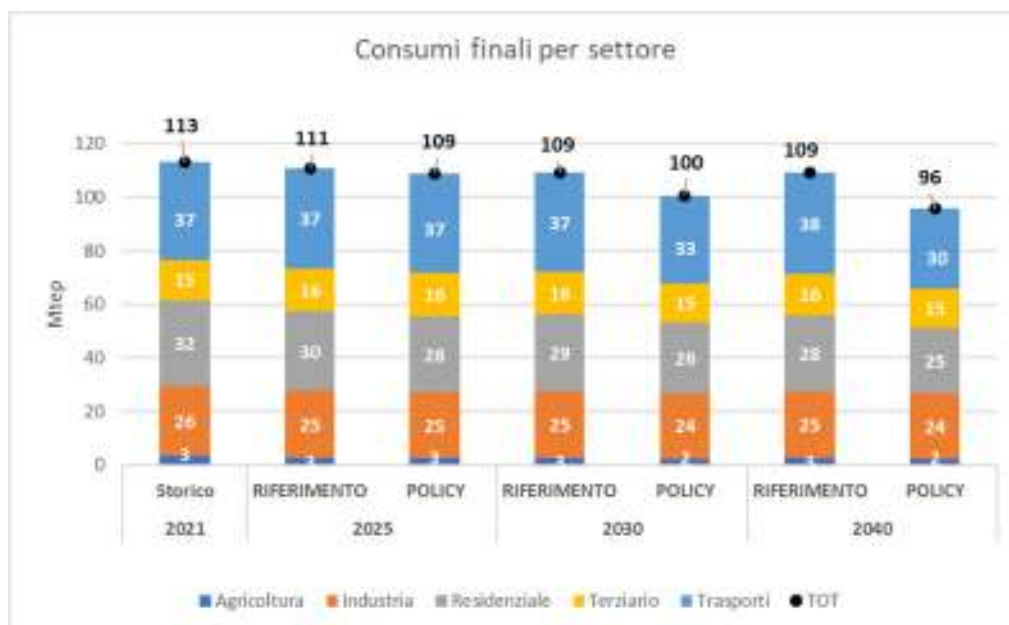
Quanto alla sicurezza energetica, si delinea un progressivo incremento in termini di produzione di energia nazionale, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili. Questo elemento, sommato alla flessione dei consumi, si traduce in una netta riduzione della dipendenza energetica (Tabella 4.2).

	2025	2030	2040
Scenario di Riferimento	75,1%	70,9%	66,6%
Scenario PNIEC	68,8%	58,3%	50,9%

Tabella 4.2 – Dipendenza energetica, proiezioni 2025-2030-2040, scenario Riferimento e PNIEC [48].

Consumi finali di energia

In termini di consumi finali di energia⁶⁹ nello scenario PNIEC si arriva al valore di 100 Mtep al 2030 rispetto ai 109 Mtep dello scenario di Riferimento e ai 113 Mtep attuali (dato storico 2021). La Figura 4.5 mostra la ripartizione tra i diversi settori.



* I consumi finali dei trasporti includono l'aviazione internazionale ma non i bunkeraggi navali

Figura 4.5 – Consumi finali di energia fino al 2025-2030-2040, scenario Riferimento e PNIEC (elaborazione RSE su dati PNIEC 2023).

In termini di settori di consumo si conferma la necessità di indirizzare prioritariamente gli interventi di efficienza energetica in ambito civile e trasporti sia per via dell'elevato margine di riduzione di questi settori, sia per le sinergie necessarie per il conseguimento degli altri sfidanti obiettivi in materia di emissioni non ETS e quote rinnovabili da conseguire negli usi termici e trasporti.

Nel settore civile sarà necessario intervenire in particolare sulla riduzione dei fabbisogni energetici degli edifici attraverso interventi di riqualificazione profonda, e attraverso un incremento della diffusione di soluzioni tecnologiche altamente performanti come le pompe di calore e i sistemi BACS⁷⁰. Il fabbisogno dovrà poi essere soddisfatto prevalentemente da fonti rinnovabili, per cui sarà importante favorire l'integrazione delle rinnovabili termiche ed elettriche negli edifici.

Nel settore trasporti sarà fondamentale promuovere una riduzione della domanda di mobilità passeggeri privata, indirizzandola verso la mobilità collettiva e/o smart mobility e prevedendo politiche per favorire lo smart working,⁷¹ mentre nel trasporto merci sarà necessario incrementare lo spostamento da gomma a rotaia/nave, oltre a proseguire sulla promozione del ricambio dei veicoli pubblici e privati, seguendo e accelerando gli avanzamenti tecnologici offerti dal mercato.

⁶⁹ Indicatore Eurostat FEC (Europe 2020-2030) = consumi finali escluso il calore ambientale delle pompe di calore e inclusi international aviation e altiforni [18]

⁷⁰ Building & Automation Control System

⁷¹ Il PNIEC, anche nella sua versione definitiva, in tema di smart working, prevede che, "nell'ambito del settore dei trasporti, [...] occorrerà incentivare con maggiore forza misure tese a trasferire gli spostamenti dell'utenza dal trasporto privato a quello pubblico attraverso lo shift modale, ridurre la domanda di mobilità privata con politiche di favore per smart working e valutare la riduzione delle giornate lavorative a parità di ore lavorate. Occorrerà altresì un utilizzo pieno della digitalizzazione e della conseguente riduzione di spostamenti fisici, oltre alla promozione della mobilità dolce e degli strumenti per la pianificazione della mobilità".

Al fine di raggiungere l'obiettivo della direttiva efficienza energetica per il risparmio di energia finale cumulato da conseguire nel periodo 2021-2030, l'Italia si avvarrà di un set di misure per lo più già attuate, che saranno oggetto di revisione e potenziamento nei prossimi anni al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi prefissati. Per conseguire un miglioramento dell'efficacia nei regimi di sostegno vigenti si è orientati a promuovere una maggiore specializzazione degli strumenti per settori e per interventi, con l'obiettivo di eliminare sovrapposizioni e concorrenzialità tra misure, concentrare le risorse, facilitare l'accesso, e massimizzare i risparmi.

La Figura 4.6 mostra un quadro di sintesi degli obiettivi di risparmio cumulati assegnati ai meccanismi proposti. A fronte di un obiettivo minimo di risparmio di energia finale cumulato (ai sensi dell'articolo 8 della EED III) pari a 73,4 Mtep, sarà necessario potenziare i meccanismi proposti per arrivare a un risparmio cumulato sufficiente al conseguimento dell'obbligo. Tramite strumenti di monitoraggio, già impiegati nel periodo 2014-2020, sarà possibile agire qualora si rilevasse una progressione dei risparmi insufficiente al raggiungimento degli obiettivi e proporre opportuni aggiornamenti laddove si osservassero discostamenti tra obiettivi e risultati.

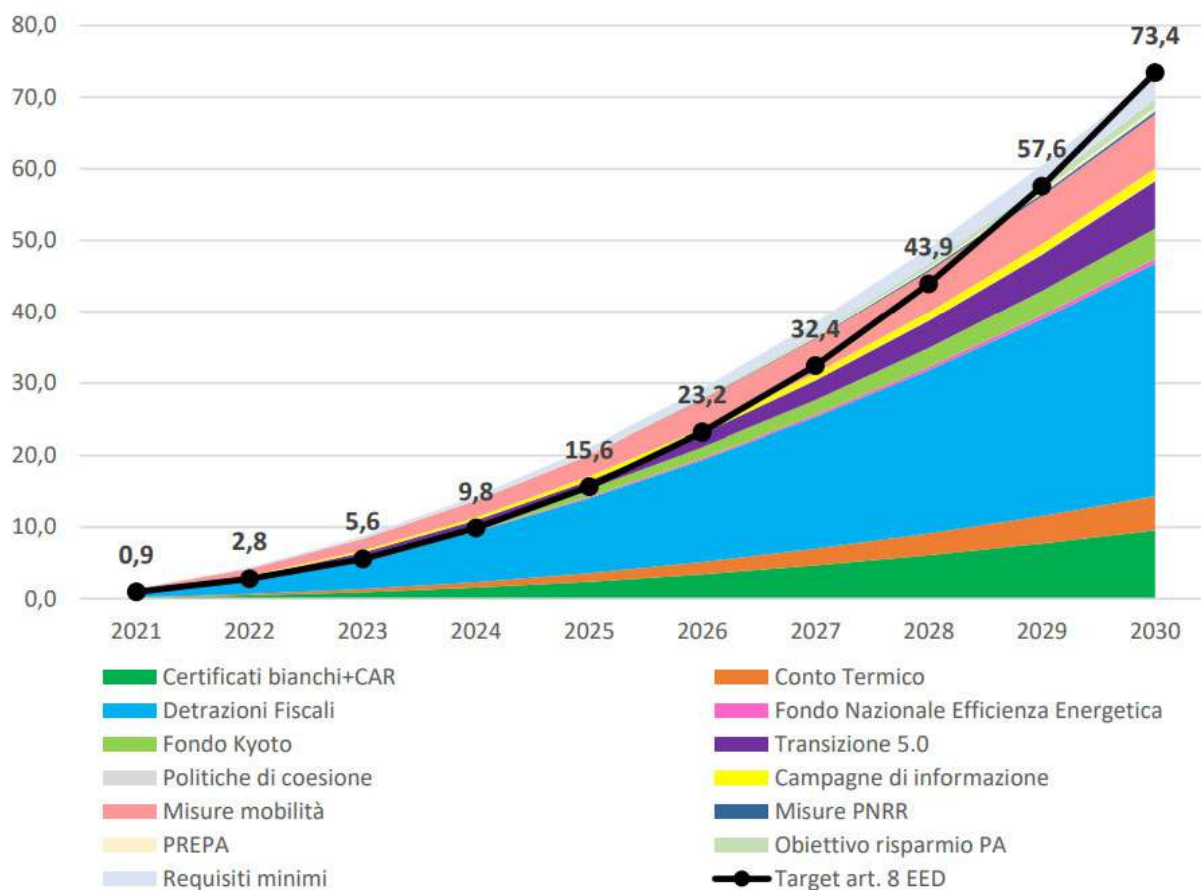


Figura 4.6 – Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale) [48].

Fonti energetiche rinnovabili

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 40,5% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili (Tabella 4.3), delineando un percorso di crescita ambizioso di queste fonti con una piena integrazione nel sistema energetico nazionale; per il 2030, in particolare, si stima un consumo finale lordo di energia di circa 100 Mtep, di cui 43 Mtep da FER.

L'evoluzione della quota coperta dalle fonti rinnovabili è in linea sia con il contributo nazionale al target UE risultante dall'applicazione della formula di cui all'allegato II del Regolamento (UE) 1999/2018 (tra il 38,4% e il 39,0% con il target UE da raggiungere pari al 42,5%), sia con la traiettoria indicativa di minimo delineata nell'articolo 4, lettera a, punto 2 del medesimo Regolamento (cosiddetto Regolamento Governance).

ktep	2020	2021	2025	2030
Numeratore – Consumi finali lordi di energia da FER	21.900	22.934	31.554	43.038
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.176	10.207	13.545	19.580
Consumi finali di FER per riscaldamento e raffrescamento	10.378	11.176	14.519	19.029
Consumi finali di FER nei trasporti	1.346	1.552	3.490	4.429
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi di energia	107.572	120.506	114.655	106.331
Quota FER complessiva (%)	20,4%	19,0%	27,5%	40,5%

Tabella 4.3 – Obiettivo complessivo FER al 2030 (ktep) [48].

Produzione di energia elettrica

Una delle leve principali attraverso le quali si intendono raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale è quella dell'elettrificazione dei consumi finali accompagnata da una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore della generazione di energia elettrica.

Nello scenario PNIEC si osserva infatti, a dispetto della riduzione dei consumi energetici finali, un incremento continuo della generazione elettrica per sostenere l'elettrificazione dei settori di uso finale. Parallelamente, cresce il contributo delle fonti rinnovabili nel settore della generazione, la cui quota incrementa dal 40% registrato nel 2021 al 72% nel 2030 e 80% nel 2040; tale incremento è principalmente dovuto alle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico), la cui diffusione viene promossa grazie anche a costi d'investimento sempre più bassi.

L'import elettrico netto italiano risulta contribuire in maniera meno rilevante nello scenario Policy rispetto a quello di Riferimento. Nello scenario PNIEC, l'import al 2030 si riduce a 34 TWh (rispetto ai 43 TWh dello scenario di Riferimento) per effetto dell'aumento delle fonti rinnovabili non programmabili.

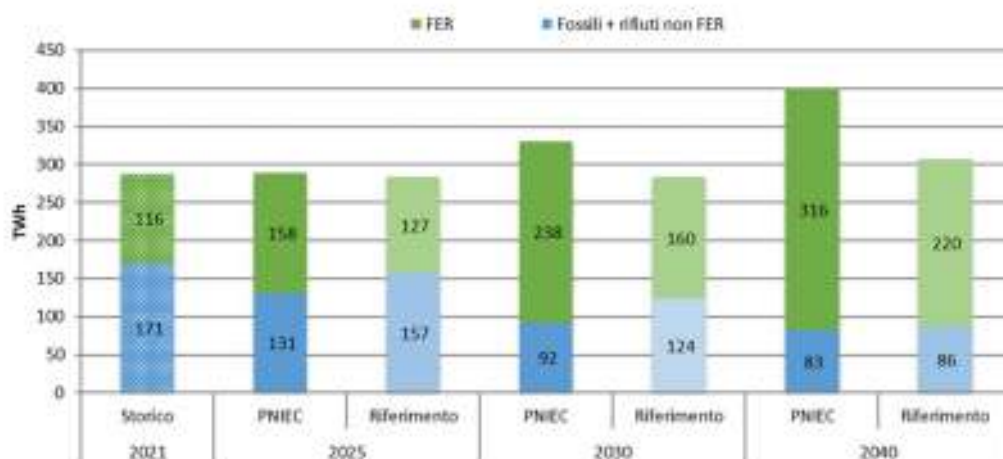


Figura 4.7 – Evoluzione della generazione produzione lorda di energia elettrica al 2025-2030-2040 (inclusa l'energia elettrica destinata agli elettrolizzatori ed esclusa la produzione elettrica da pompaggi) negli scenari Riferimento e PNIEC. [48]

Emissioni di CO2

Mentre per le emissioni soggette ad ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati membri in maniera armonizzata e centralizzata, per le altre emissioni (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra viene suddiviso tra i vari Stati membri.

Tali emissioni sono disciplinate dal Regolamento (UE) 2023/857 (c.d. Regolamento Effort SharingESR), relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030, recentemente adottato, che ha fissato un obiettivo per l'Italia ancor più ambizioso, prevedendo una riduzione entro il 2030 del 43,7% rispetto ai livelli del 2005. Tale obiettivo dovrà essere raggiunto secondo una traiettoria di riduzione che determinerà ogni anno un cap alle emissioni (AEA, allocazione di emissione annuale).

Come mostrato in Figura 4.8, nonostante le politiche identificate nell'aggiornamento del PNIEC 2023, si ravvisa ancora una distanza considerevole rispetto al nuovo obiettivo Effort sharing. L'insieme di tali politiche, seppur molto ambiziose nei settori civile e trasporti, consente infatti al momento di raggiungere al 2030 una riduzione delle emissioni compresa in un range tra il 35% e il 37% (rispetto all'obiettivo del 43,7%).

Per accelerare ulteriormente la riduzione delle emissioni nel settore civile, al fine del raggiungimento dell'obiettivo, in particolare, si dovranno potenziare le politiche e le misure per promuovere l'efficienza energetica nel settore residenziale, identificando nuovi strumenti per il coinvolgimento dei privati e del settore pubblico nella riqualificazione del parco edilizio esistente nazionale.

Nell'ambito del settore dei trasporti, invece, occorrerà incentivare con maggiore forza misure tese a trasferire gli spostamenti dell'utenza dal trasporto privato a quello pubblico attraverso lo shift modale, ridurre la domanda di mobilità privata con politiche di favore per smart working e valutare la riduzione delle giornate lavorative a parità di ore lavorate. Occorrerà altresì un utilizzo pieno della digitalizzazione e della conseguente riduzione di spostamenti fisici, oltre alla promozione della mobilità dolce e degli strumenti per la pianificazione della mobilità.

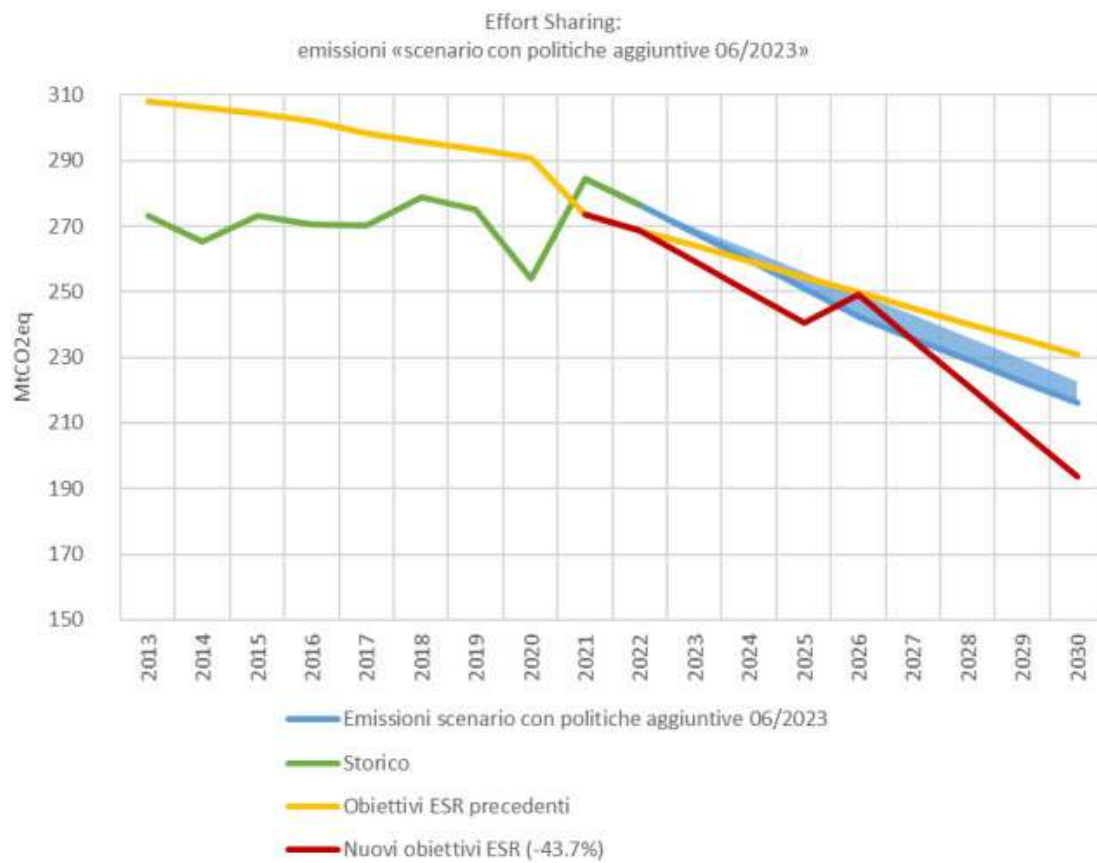


Figura 4.8 - Andamento storico delle emissioni nei settori Effort Sharing e scenari futuri a politiche aggiuntive (Scenario PNIEC) [48]

Metodologia e costruzione degli scenari

Gli scenari energetici sono i principali strumenti in grado di rappresentare la complessità delle interconnessioni del sistema energetico con la dimensione economica e ambientale nonché di valutare gli impatti di obiettivi e politiche secondo molteplici aspetti e a diversi gradi di dettaglio.

RSE SpA ha supportato il Governo italiano realizzando gli scenari energetici alla base del PNIEC (nel 2019 e nel 2023 [47] [48] [50]) e della Strategia di Lungo Termine (LTS) (nel 2020 [51] [52]). Queste analisi di scenario sono volte a supportare il Governo nel definire percorsi strategici in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione, tenendo in debita considerazione aspetti di sostenibilità economica e sociale, efficienza e uso razionale ed equo delle risorse naturali, nonché la compatibilità con obiettivi di tutela ambientale.

Analogamente all'assistenza fornita al Governo italiano, RSE supporta anche la Regione del Veneto nella definizione del Piano Energetico Regionale costruendo e analizzando scenari di sviluppo del sistema energetico al 2030. La prima attività, descritta nel rapporto stato dell'arte [53], è stata la ricognizione del sistema energetico regionale con l'analisi dei consumi attuali che permette di individuare i principali indicatori di consumo specifico del sistema regionale. La conoscenza del sistema è fondamentale per la fase di costruzione del modello energetico della regione Veneto, che è poi utilizzato per la realizzazione degli scenari di evoluzione del sistema energetico regionale. Le fasi qui descritte sono sintetizzate nella Figura 4.9.

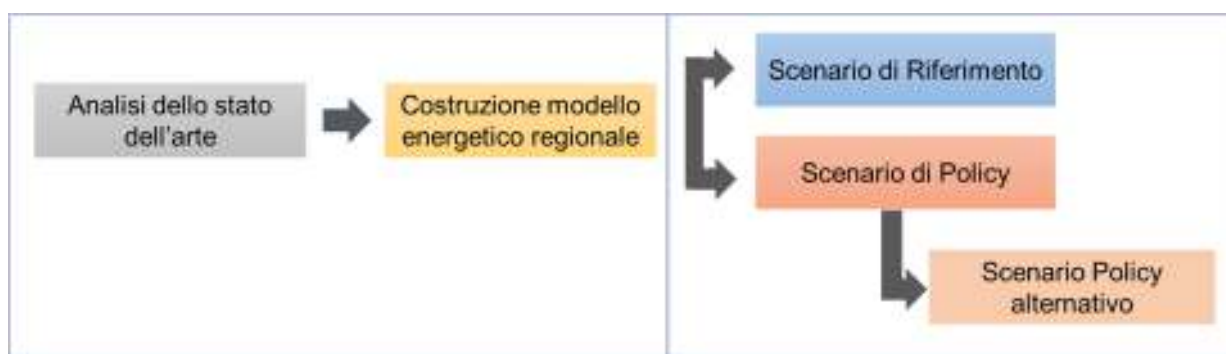


Figura 4.9 – Metodologia per la costruzione degli scenari energetici regionali.

Gli scenari energetici sono realizzati da RSE con il ricorso al modello tecnico economico TIMES-Veneto (maggiori informazioni in appendice), che consente di descrivere l'intero sistema energetico regionale dalle fasi di approvvigionamento delle fonti primarie, alla trasformazione e generazione elettrica, fino ai dispositivi di uso finale dei diversi settori di impiego. Il TIMES è un modello tecnologico bottom-up di ottimizzazione intertemporale che riduce al minimo il costo totale per l'intero sistema energetico nell'intero orizzonte temporale in cui deve soddisfare la domanda assegnata dei servizi energetici. L'ottimizzazione è soggetta a vincoli ambientali e tecnologici e/o di indicazione di policy. La soluzione di equilibrio si trova usando tecniche di programmazione lineare. La funzione obiettivo, infatti, si traduce nel minimizzare il costo globale necessario per fornire una determinata quantità di servizi energetici. Oltre ai 5 settori di utilizzo finale (agricoltura, industria, residenziale, commerciale e trasporti), il TIMES considera esplicitamente anche due settori intermedi (raffinazione e trasformazioni energetiche).

Costruzione degli scenari regionali

L'analisi di scenario parte dalla definizione di uno scenario di Riferimento. Questo agisce come un *benchmark* che tiene conto nel lungo termine di azioni e politiche già definite ed implementate in un determinato sistema e serve come termine di confronto per valutare gli effetti di scenari di Policy, in cui misure aggiuntive sono implementate per raggiungere determinati obiettivi. Per la Regione del Veneto sono stati quindi costruiti due diversi scenari, da intendersi come percorsi diversi di evoluzione di un sistema, così definiti:

1. lo scenario di “**Riferimento**”, che tiene conto di azioni e politiche già definite e implementate, rappresenta l'evoluzione tendenziale del sistema energetico regionale considerando comunque obiettivi di decarbonizzazione minimi da trapiantare relativi a politiche energetiche già concordate a livello nazionale e/o regionale;
2. lo scenario di “**Policy**” è uno scenario di ottimizzazione che individua un percorso a minimo costo rispettando una serie di vincoli predefiniti. È stato costruito, infatti, con l'obiettivo di raggiungere contemporaneamente target relativi alla riduzione delle emissioni, all'incremento dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Il percorso metodologico per la costruzione degli scenari energetici parte dalla definizione delle domande di servizi energetici che devono essere soddisfatte. Le domande evolvono nel tempo seguendo driver socioeconomici quali la popolazione o i valori aggiunti settoriali. Gli scenari considerano anche gli effetti della pandemia Covid-19 sui consumi energetici, in particolare per il settore residenziale e dei trasporti. Nel definire i nuovi scenari si è tenuto poi conto delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) pubblicato a maggio 2021 [54].

Gli scenari regionali partono dagli obiettivi generali degli scenari nazionali, ma recepiscono indicazioni e misure specifiche della Regione nel costruire un percorso di decarbonizzazione che sia comunque coerente con gli indirizzi nazionali.

I principali driver

L'analisi di scenario si basa su assunzioni circa l'andamento di alcune variabili chiave (o driver) che guidano l'evoluzione futura del sistema energetico; in particolare i driver socioeconomici considerati e le relative variabili sono:

- sviluppo economico (evoluzione del PIL e valori aggiunti settoriali);
- dinamica demografica (popolazione e numero di famiglie);
- costo dell'energia (prezzi internazionali delle fonti fossili e dei permessi di emissione di CO₂ nel sistema EU ETS).

Questi *driver* sono correlati e sinergici tra loro, da qui la necessità di avere fonti coerenti per tutte le assunzioni e proiezioni che si utilizzano. Per gli scenari nazionali è stato utilizzato il set di *driver* dello scenario “*PRIMES 2020 (EUref2020)*” condiviso dalla Commissione Europea per la realizzazione degli scenari energetici di tutti i Paesi europei [55], incluso l'aggiornamento di alcune variabili suggerito dalla Commissione Europea nel 2022. Questo dataset fornisce indicazioni solo a livello nazionale, per cui per l'analisi energetica della regione Veneto si è scelto di utilizzarlo solo parzialmente e integrarlo con altre banche dati e proiezioni di dati regionali.

I valori storici fino al 2020 sono stati aggiornati con dati ISTAT (PIL, valori aggiunti e dati demografici [56]) e IEA (prezzi internazionali fonti fossili [57]). L'evoluzione prevista dei principali driver è la stessa sia per lo scenario di Riferimento sia per quelli di Policy.

Dinamica demografica

L'evoluzione della popolazione è il principale driver che influenza in primis la domanda di energia del settore residenziale e la domanda di spostamento passeggeri per il settore trasporti.

Per gli scenari nazionali a supporto del PNIEC (bozza 2023) è stata utilizzata la proiezione indicata in Tabella 4.4.

	2020	2025	2030	2035	2040
Popolazione (milioni)	59,2	60,0	59,9	59,7	59,4

Tabella 4.4 - Evoluzione della popolazione in ITALIA (scenari PNIEC 2023).

Per gli scenari regionali, in accordo con la Regione, si è scelto di utilizzare le proiezioni definite da ISTAT che prevedono una riduzione della popolazione al 2025 e al 2030 e non quelle dello scenario EUREF2020 che vedono invece una crescita della popolazione. La Tabella 4.5 mostra l'evoluzione della popolazione negli scenari regionali (fonte ISTAT).

VENETO (DATI ISTAT)	2019	2020	2025	2030
Popolazione	4.884.590	4.879.133	4.843.421	4.829.462
Famiglie	2.074.472	2.085.372	2.054.141	2.091.746

Tabella 4.5 – Evoluzione della popolazione e numero di famiglie in VENETO (Fonte: ISTAT).

Sviluppo macroeconomico

Altro driver fondamentale per la definizione di uno scenario è la prospettiva di sviluppo economico, rappresentata dal prodotto interno lordo (PIL), insieme con i Valori Aggiunti settoriali, che influenzano l'evoluzione del sistema produttivo e la relativa domanda energetica. La Tabella 4.6 e la Tabella 4.7 mostrano i tassi di crescita del PIL e dei VA settoriali utilizzati per gli scenari⁷². La regione non ha fornito indicazioni specifiche relative all'evoluzione dei driver macroeconomici del Veneto che sono stati quindi assunti in linea con le prospettive nazionali.

	2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040
PIL (mln €2015)	151.154	+2,51%	+0,33%	+0,65%	+1,11%

Tabella 4.6 – Evoluzione del PIL Veneto [Fonte: dato storico 2020 ISTAT (mln€); proiezioni tasso di crescita medio annuo da scenario PNIEC 2023 (%)].

La Tabella 4.7 che segue mostra il valore storico 2020 e i tassi di crescita dei VA settoriali utilizzati per gli scenari. I valori storici dei VA settoriali, fonte ISTAT, sono espressi in mln€ (valori concatenati, anno di riferimento 2015), mentre i tassi di crescita medi annui attesi (%) sono stati elaborati utilizzando i dettagli settoriali forniti dallo scenario di riferimento europeo EUREF2020 per l'Italia, la cui elaborazione si è conclusa nel 2021, nonché l'aggiornamento dell'andamento del PIL raccomandato dalla Commissione Europea nel 2022.

⁷² Per il breve termine lo scenario EUREF2020 utilizza le previsioni da DG ECFIN. Per quanto riguarda le proiezioni di crescita settoriale per ciascun paese membro esse sono coerenti con le proiezioni macro a lungo termine e sono state ottenute dal modello di equilibrio economico generale GEM-E3 utilizzato dalla Commissione.

	Codici NACE	2020 (mln €2015)	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040
Agricoltura	A	2.915	1,46%	-0,03%	0,00%	0,00%
Costruzioni	F	6.388	2,12%	0,36%	0,12%	0,24%
Servizi	GTU+E	86.690	2,48%	0,39%	0,77%	1,29%
Industria	C (escluso C19)	32.475	2,98%	0,10%	0,41%	0,71%

Tabella 4.7 – Evoluzione dei Valori Aggiunti settoriali Veneto [Fonte: valori storici: Istat; proiezioni da scenario PNIEC 2023].

I diversi settori industriali seguono diverse dinamiche di crescita. Nella Tabella 4.8 sono riportati i tassi medi annui di crescita dei VA dei principali sottosettori industriali utilizzati per gli scenari. I dati sono sempre stati prodotti dall’elaborazione dei parametri aggiornati raccomandati dalla Commissione Europea nel 2022 e dei dati di dettaglio dello scenario *EUref2020*.

Settore	%	%	%	%
	20-25	25-30	30-35	35-40
Iron and steel	7,28%	-0,06%	-0,02%	-0,04%
Non ferrous metals	7,52%	0,00%	-0,01%	-0,03%
Chemicals	2,09%	0,16%	0,10%	0,22%
Non metallic minerals	3,60%	0,24%	0,07%	0,17%
Pulp, paper and printing	2,89%	0,09%	0,06%	0,14%
Food, drink and tobacco	2,40%	0,25%	0,11%	0,23%
Textiles	3,78%	-0,36%	-0,13%	-0,20%
Engineering	2,91%	0,15%	0,88%	1,42%
Other industries	2,72%	0,09%	0,04%	0,08%

Tabella 4.8 – Evoluzione dei Valori Aggiunti dei principali settori industriali [Fonte: scenario PNIEC 2023].

Evoluzione della domanda di mobilità

Particolarmente significative per la definizione di uno scenario sono le ipotesi sull’evoluzione della domanda di mobilità passeggeri e merci, declinati secondo le proprie specificità, che caratterizzano il settore trasporti. La proiezione della domanda dei servizi di mobilità (mobilità passeggeri e movimentazione merci) è proiettata negli anni secondo tassi differenti e dipende da variabili quali PIL e popolazione.

Nella costruzione dello scenario per il Veneto sono state utilizzate come driver esogeno di partenza le proiezioni dei tassi di crescita della mobilità usate nello scenario nazionale del PNIEC 2023, che si basano sullo scenario *EUref2020* pubblicato dalla Commissione. Nella Tabella 4.9 sono indicati i tassi medi annui di crescita della domanda di mobilità nei vari segmenti di trasporto passeggeri e merci.

Settore	%	%	%	%	%
	15-20	20-25	25-30	30-35	35-40
TRASPORTO PASSEGGERI (passeggeri km)					
Auto e moto	-6,1%	8,9%	-0,1%	0,6%	0,8%
Bus	-10,6%	9,4%	0,5%	0,3%	0,4%
Rotaia	-15,1%	18,1%	1,5%	2,5%	0,9%
Navigazione domestica	-10,0%	15,2%	0,6%	0,5%	0,3%
Aviazione intra-UE	20,2%	20,2%	2,5%	2,1%	2,1%
TRASPORTO MERCI (tonnellate_km)					
Strada	0,3%	2,5%	2,2%	1,6%	1,1%
Rotaia	-0,2%	3,6%	1,5%	1,2%	1,0%
Navigazione domestica	3,1%	0,7%	0,4%	0,7%	0,6%

Tabella 4.9 – Evoluzione della domanda di mobilità passeggeri e merci [Fonte: EUref2020].

Prezzi dei combustibili e della CO₂

Nelle elaborazioni degli scenari un ulteriore fattore che può influenzare il percorso di ottimizzazione è il prezzo internazionale dei combustibili fossili e quello dei permessi di emissione di CO₂ nel sistema EU ETS.

Per gli scenari si è fatto ricorso alle tendenze dei prezzi internazionali dei combustibili fossili e dei permessi di emissione di CO₂ per il settore ETS raccomandati dalla Commissione Europea⁷³ (Tabella 4.10) nell'ambito del meccanismo di monitoraggio di cui al Regolamento Governance in materia di proiezioni di gas a effetto serra. Queste proiezioni e analisi, aggiornate nel 2022, tengono conto dei più recenti cambiamenti geopolitici che hanno portato a un forte innalzamento del prezzo del gas e revisione delle proiezioni di breve-medio termine.

⁷³ Le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali, utilizzate dalla Commissione Europea, sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione.

Anno	Petrolio	Gas (NCV ⁷⁴)	Carbone	Quote di emissione ETS
	€/GJ	€/GJ	€/GJ	€/tCO ₂
2020*	6,4	3,1	1,6	24
2021*	10,5	15,1	3,8	54
2022	15,4	33,2	5,3	75
2023	15,4	24,0	4,2	77
2024	15,4	14,6	3,2	78
2025	15,4	13,2	3,1	80
2030	15,4	11,3	3,1	80
2035	15,4	11,3	3,1	82
2040	16,3	11,3	3,3	85

Tabella 4.10 – Evoluzione del prezzo internazionale delle commodity energetiche e dei permessi di emissione (Fonte: Commissione Europea, aggiornamento 2022).

Vincoli di sistema: emissioni di CO₂ ed efficienza energetica

Vincoli emissioni

In coerenza con gli obiettivi del Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera (PRTRA) [58] e con le indicazioni ricevute dalla Regione, sono stati inseriti negli scenari i seguenti vincoli relativi alla riduzione delle emissioni di CO₂ (riduzione al 2030 rispetto al valore storico del 2005):

- Scenario di Riferimento: -41% per le emissioni ETS e -24% per le emissioni non ETS;
- Scenario di Policy: -65% per le emissioni ETS e -37% per le emissioni non ETS;

L'obiettivo emissivo regionale del -37% per i settori non-ETS è in linea con i risultati dello scenario nazionale PNIEC inviato a Giugno 2023 che non raggiunge al momento il target del -43,7% fissato al 2030 per l'Italia.

Gli obiettivi emissivi sono sintetizzati nella Figura 4.10 e Figura 4.11.

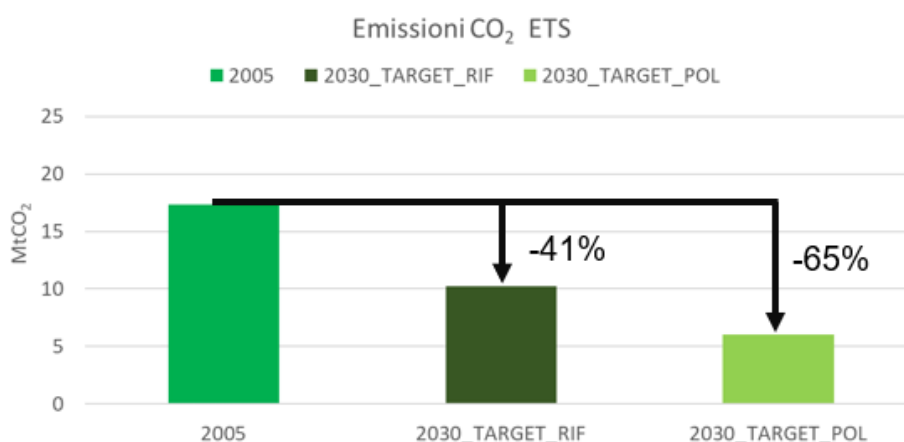


Figura 4.10 – Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ per i settori ETS nella regione Veneto.

⁷⁴ NCV: Net Calorific Value (PCI: potere calorifico inferiore)

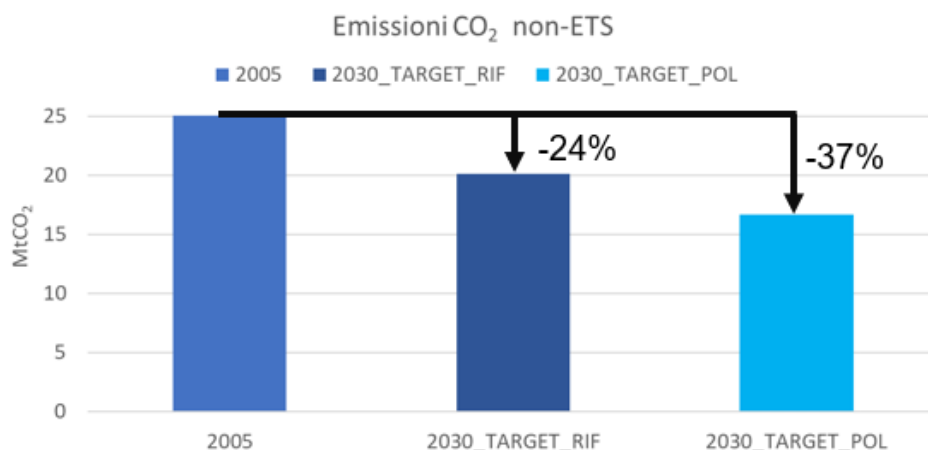


Figura 4.11 – Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ per i settori non-ETS nella regione Veneto.

Vincoli efficienza energetica

Per quanto riguarda gli obiettivi di riduzione dei consumi finali di energia:

- nello scenario di Riferimento non sono stati imposti obiettivi di riduzione dei consumi finali;
- nello scenario di Policy si considerano, anche a livello regionale, gli obiettivi nazionali di efficientamento energetico definiti dalla Direttiva EED 2018/2002 [59] in un risparmio incrementale annuo dello 0,8%, dal 2021 al 2030, rispetto ai consumi di energia finale medi del triennio 2016-2018.

La nuova versione della Direttiva EED (2023/1791) pubblicata a settembre 2023 [49] incrementa il target minimo di risparmio energetico fissato per ogni Stato membro e da conseguirsi tra il 1° gennaio 2021 e il 31 dicembre 2030.

Per lo scenario di Policy, in accordo con la Regione, è stato imposto il target minimo di efficienza definito dalla direttiva EED 2018/2002 (Tabella 4.11), più conservativo rispetto a quello fissato dalla nuova direttiva EED.

Consumi finali medi													
MEDIA	2016-2017-2018	11,024 ktoe											
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ANNUO	CUMULATO
2021	0.80%	88.20										88.20	88.20
2022	0.80%	88.20	88.20									176.39	264.59
2023	0.80%	88.20	88.20	88.20								264.59	529.17
2024	0.80%	88.20	88.20	88.20	88.20							352.78	881.95
2025	0.80%	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20						440.98	1,322.93
2026	0.80%	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20					529.17	1,852.10
2027	0.80%	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20				617.37	2,469.47
2028	0.80%	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20			705.56	3,175.04
2029	0.80%	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20		793.76	3,968.80
2030	0.80%	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	88.20	881.95	4,850.75
												CF_2030	TARGET
												10,142	ktoe

Tabella 4.11 – Obiettivo minimo di riduzione dei consumi energetici finali, direttiva EED 2018/2002.

Dalla nuova direttiva EED (2023/1791) è stato invece assunto il vincolo relativo alla riduzione dei consumi del settore pubblico, pari all'1,9% all'anno, non presente nella precedente Direttiva EED 2018/2002. Come riportato nel documento del PNIEC 2023 [48] (nel paragrafo 2.2) allo stato attuale è in corso di approfondimento l'analisi dei consumi della Pubblica Amministrazione nazionale per l'anno

2021. Tuttavia, lo studio del 2014 di GSE SpA e RSE SpA denominato “*I consumi energetici della Pubblica Amministrazione - Stima dei consumi e scenari di riqualificazione energetica*” può essere preso come primo riferimento per valutare l’impatto dell’obbligo. Dallo studio emergeva un consumo annuo della PA nazionale pari a 1,62 Mtep elettrici e 2,94 Mtep termici, per un totale di 4,6 Mtep annui. Lo studio fornisce indicazioni anche a livello regionale: per il Veneto i consumi energetici della PA erano stati stimati in circa 380 ktep (pari al 20-25 % dei consumi complessivi del settore terziario). Applicando a questi consumi una riduzione dell’1,9% annua, si avrebbe ogni anno un risparmio addizionale di circa 7 ktep, complessivamente quindi circa 70 ktep al 2030. Questo obiettivo minimo di risparmio per il settore pubblico è stato inserito nello scenario di Policy regionale.

Assunzioni settore elettrico

Termoelettrico

Negli scenari analizzati si ipotizza l’ammodernamento sia della centrale di Fusina sia di quella di Marghera Levante per complessivi 1.560 MWe. I nuovi impianti CCGT, alimentati a gas naturale, sostituiscono entro il 2025 la generazione a carbone della centrale di Fusina, in linea con il piano di phase-out indicato dal PNIEC.

Idroelettrico

Con il suo recepimento all'interno della Parte Terza del Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006, la Direttiva Quadro Acque (DQA) n. 2000/60/CE ha istituito un quadro per l’azione comunitaria in materia di acque interne superficiali, di transizione, costiere e sotterranee, perseguendo scopi che riguardano tanto il profilo ambientale quanto quello più prettamente economico e sociale della gestione della risorsa.

Gli scopi perseguiti dalla DQA, di interesse rispetto alla presente pianificazione energetica regionale, sono:

- prevenire il deterioramento, proteggere e migliorare lo stato degli ecosistemi acquatici (e degli ecosistemi terrestri dipendenti);
- assicurare un utilizzo idrico sostenibile a lungo termine;
- contribuire a mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità.

In particolare, al fine di garantire il contestuale raggiungimento degli obiettivi di tutela ambientale garantendo gli utilizzi umani dei corpi idrici, è stata introdotta dapprima la definizione di Deflusso Minimo Vitale (DMV) e successivamente quella più stringente di Deflusso Ecologico (DE).

La definizione della portata del Deflusso Ecologico, come quella di Deflusso Minimo Vitale, deve essere effettuata considerando la particolare natura di ogni corpo idrico e bacino idraulico, pertanto è necessaria un’attività di analisi approfondita che permetta di definire quale sia la portata che garantisce l’autosostenimento delle biocenosi acquatiche nel breve e nel lungo periodo. Per questo motivo, la Regione del Veneto ha sottoscritto un Protocollo d’Intesa con l’Autorità di bacino distrettuale delle Alpi Orientali, ARPAV, ANBI Veneto ed Enel Green Power Italia S.r.l. con il fine di realizzare un programma di attività finalizzate all’uso sostenibile della risorsa idrica nei bacini idrografici ricadenti all’interno della Regione Veneto, funzionale al conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale stabiliti dalla Direttiva Quadro Acque e dal Piano di gestione delle acque del distretto idrografico delle Alpi Orientali 2021-2027. Tra gli elementi fondanti di tale protocollo si evidenzia la prosecuzione dei programmi di indagine sperimentale sul deflusso ecologico, già avviati sul territorio regionale e/o di nuova impostazione.

L’avvio di tale attività è stato dato dalla Deliberazione della Giunta Regionale n. 1722/ 2021, che ha approvato lo schema del Protocollo d’intesa sottoscritto digitalmente in data 9 e 10 dicembre 2021, tra Regione del Veneto, l’Autorità di Bacino Distrettuale delle Alpi Orientali, l’Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto (ARPAV), l’Associazione Regionale dei Consorzi di Gestione e Tutela del Territorio e Acque Irrigue del Veneto (ANBI Veneto) e la Società Enel Green Power

Italia S.r.l, per la realizzazione di un programma di attività finalizzate all'uso sostenibile della risorsa idrica nei bacini idrografici ricadenti all'interno della Regione Veneto.

Tale accordo è funzionale al conseguimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici stabiliti ai sensi della Direttiva Quadro Acque (DQA) dal Piano di gestione delle acque del distretto idrografico delle Alpi Orientali 2022-2027, perseguendo una gestione integrata della risorsa idrica a scala di bacino, che consideri tutti gli interessi in gioco e coniughi il soddisfacimento dei diversi usi con l'obiettivo di uso razionale e sostenibile della risorsa idrica in conformità a quanto previsto dalla DQA, ivi compreso l'adeguamento degli attuali prelievi alla nuova disciplina in tema di deflusso ecologico.

I sottoscrittori hanno sancito la volontà di condividere un programma di attività avente i seguenti elementi fondanti:

- la prosecuzione dei programmi di indagine sperimentale sul deflusso ecologico, già avviati sul territorio regionale e/o di nuova impostazione;
- l'elaborazione del bilancio idrico ed idrogeologico dei bacini idrografici di Piave, Brenta-Bacchiglione, Sile, bacino scolante nella laguna di Venezia e Livenza, nella considerazione dell'elevata conflittualità degli usi della risorsa idrica propria di questi territori;
- l'attuazione del "Programma di implementazione degli interventi" individuati nel Piano di gestione delle acque, subordinatamente alla disponibilità delle risorse finanziarie;
- la graduale applicazione del deflusso ecologico a valle delle cosiddette sezioni significative, salvo il caso in cui sia data dimostrazione che tale applicazione determina un impatto socio-economico non sostenibile ovvero maggiore del beneficio ambientale conseguibile attraverso il deflusso ecologico;
- la predisposizione dei Piani di gestione della siccità, funzionale ad assicurare la migliore allocazione della risorsa per l'uso irriguo al verificarsi di eventi di carenza idrica e/o di siccità;
- l'individuazione degli elementi conoscitivi prodromici al rinnovo delle concessioni di derivazione irrigua giunte a scadenza con scadenza prevista nel settennio 2022-2027.

Con la deliberazione n. 149/2023 la suddetta intesa è stata estesa anche alla Provincia di Belluno.

Le attività sopra elencate, volte ad indagare gli scenari di alterazione idrologica, sono state avviate in numerosi corpi idrici presenti nel territorio del Veneto e termineranno nel mese di giugno 2025: a partire da questa data potranno essere disciplinate le eventuali necessità di adeguamento del metodo di calcolo del deflusso ecologico, nel rispetto del quadro normativo europeo e nazionale vigente.

Sempre nell'abito del Protocollo d'Intesa, è stato costituito un Comitato Tecnico di valutazione delle proposte di sperimentazione per la taratura dell'algoritmo sul Deflusso Ecologico, avviata ai sensi dell'articolo 5 della Direttiva Deflussi e del Piano di Gestione delle Acque vigente. Il Comitato Tecnico di Valutazione di cui sopra sarà operativo fino al 2025 e pertanto non è possibile, ad oggi, valutare le risultanze delle attività.

Le attività sperimentali vengono comunque svolte in piena coerenza con le linee guida, previste ai sensi del Decreto del Direttore della Direzione per la gestione delle Acque del MATTM (oggi MASE) n. 30/2017, utilizzando la linea guida ISPRA (<MLG ISPRA 154/2017) per la modellazione e la valutazione dell'integrità dell'habitat fluviale con l'approccio a meso-scala, ovvero con la metodologia denominata "MesoHABSIM – Mesohabitat Simulation Model" e l'indice di integrità dell'Habitat (IH).

La conclusione di tale indagine sperimentale sul deflusso ecologico è prevista per il mese di giugno 2025, e le risultanze di tali attività saranno la base per definire un quadro normativo che permetta di contemperare la tutela delle biocenosi acquatiche e l'utilizzo delle derivazioni idriche per usi umani. Nelle elaborazioni del Piano si è ipotizzata una generale riduzione delle portate destinate alla produzione di energia idroelettrica a seguito dell'applicazione del DE, applicata dal 2026 al 2030, con modalità differenti tra lo scenario di Riferimento e di Policy e a parità di tutti gli altri fattori che incidono sulla produttività (primo tra tutti la piovosità). Inoltre, alla luce dell'andamento delle nuove autorizzazioni concesse dalla Regione negli ultimi anni e come emerso da un confronto con le competenti strutture regionali, non è stata prevista la realizzazione di nuovi impianti idroelettrici.

In conseguenza di tutto ciò, si è fatto riferimento alla produzione media storica di energia idroelettrica veneta fino al 2024, mentre, per gli anni fino al 2030, nello scenario di Riferimento si è ipotizzata una sua

riduzione del 30% della portata destinata alla produzione di energia elettrica, mentre nel caso di quello di Policy la riduzione ipotizzata è del 20%, per una differente applicazione della normativa a livello regionale, sempre nel rispetto degli obiettivi di tutela e di miglioramento dello stato delle matrici ambientali sottese ai corpi idrici e delle relative biocenosi. Nel caso dello scenario di Policy, l'effetto di tale riduzione del 20% della produzione è in parte attutita dalla previsione di interventi di rinnovamento infrastrutturale e di revamping sui soli grandi impianti idroelettrici regionali, al fine di adattarli ai nuovi regimi di funzionamento previsti. Tali interventi si stima che possano permettere un aumento della produzione di circa il 6%, a parità di potenza installata.

Inoltre, non è stata prevista la realizzazione di nuovi impianti idroelettrici, anche alla luce dell'andamento delle nuove autorizzazioni concesse dalla Regione negli ultimi anni e come emerso da un confronto con le competenti strutture regionali. Tale ipotesi chiaramente non esclude la possibilità di effettiva installazione di nuovi impianti idroelettrici entro il 2030, ma rappresenta solo un'impostazione data alle elaborazioni svolte per la costruzione degli scenari, individuando già in partenza una potenzialità limitata (e, rispetto al quadro generale, trascurabile) per un ulteriore sfruttamento della risorsa idrica per produzione di energia elettrica. Tali installazioni non possono essere comunque escluse, stanti la libertà di iniziativa privata che non può essere arbitrariamente limitata e l'avvio di strumenti incentivanti dedicati, anche su scala nazionale.

In ogni caso, si rileva che, ai sensi della cd. "Direttiva Derivazioni" del Distretto Alpi Orientali, sono collocate direttamente nella classe "Rischio basso", qualunque sia il valore ambientale del corpo idrico, le derivazioni idroelettriche impostate su salti morfologici esistenti, e con restituzione immediatamente a valle del salto (cosiddetto "salto concentrato") a condizione che:

- siano mantenuti inalterati, eventualmente mediante periodici interventi di manutenzione, il profilo longitudinale, la sezione ed il salto (non deve essere dunque prevista la sopraelevazione dell'imposta ante operam);
- siano predisposti tutti i dispositivi o manufatti atti a garantire la continuità idrobiologica (scale di rimonta della fauna ittica) ed il trasporto solido; si potrà derogare dall'obbligo di realizzazione della scala di rimonta ittica su conforme e motivato parere del competente Ufficio regionale o provinciale;
- la portata di alimentazione della scala di rimonta (e l'eventuale ulteriore portata rilasciata in corrispondenza del salto) sia tale da assicurare la funzionalità della stessa e da garantire la continuità del filone di corrente tra la sezione d'imbocco (lato valle) e la sezione di restituzione della portata turbinata, assicurando inoltre che l'alveo bagnato si spinga fino al piede delle opere che determinano il salto (eventualmente composte da briglia e controbriglia). Se necessario tale condizione potrà essere soddisfatta mediante la realizzazione di elementi strutturali atti a favorire il rincollo delle acque;
- non si preveda nel futuro la rimozione del manufatto che genera il salto, eventualmente finalizzata al raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale.

Per quanto attiene permessi di ricerca o concessioni di coltivazione di risorse geotermiche presenti sul territorio regionale generalmente non dovranno né interessare e né interferire con acquiferi sotterranei oggetto di specifica tutela, quali ad esempio acquiferi ad uso idropotabile, tuttavia l'impianto geotermico può generare degli effetti qualitativi sulla risorsa idrica qualora siano previsti scarichi sui corpi idrici superficiali, che dovranno essere opportunamente valutati.

Fotovoltaico

Nello scenario di Riferimento si ipotizza una crescita tendenziale della capacità installata in base agli ultimi dati storici, tenendo conto delle potenzialità del revamping e repowering degli impianti fotovoltaici. Per lo scenario di Policy l'obiettivo di nuova potenza fotovoltaica da installare dovrà necessariamente colmare il gap che permane, dopo il ricorso a tutte le altre fonti energetiche rinnovabili, rispetto al raggiungimento degli obiettivi previsti dal DM Aree idonee.

Biogas e biometano

Sul tema di revamping e repowering degli impianti alimentati a biogas e impianti di biometano sono state fornite da GSE alla Regione del Veneto alcune elaborazioni. A partire da queste ultime, sono state poi fatte analisi da parte della Regione con le collaborazioni individuate in premessa⁷⁵, giungendo alle seguenti indicazioni: si è prevista la possibilità di convertire 50-60 impianti di biogas al 2030, con una produzione complessiva di circa 120.000.000 m³/anno di biometano, a cui vanno sommati ulteriori 30 nuove unità che possono essere realizzate al 2030 con una produzione di ulteriori 60.000.000 m³/anno di biometano. Per lo scenario di Riferimento è stato quindi assunto come potenziale massimo il valore di circa 120 milioni di m³/anno mentre per lo scenario di Policy si è assunto un valore incrementato a 180 milioni di m³/anno. Gli impianti a biogas e di biometano sostenibili sono in particolare quelli che riducono le emissioni di gas serra e promuovono l'economia circolare, in particolare attraverso l'uso esclusivo di biomassa residua, come scarti agricoli, alimentari e forestali, che non competono con la produzione alimentare.

Molti degli impianti a biogas attualmente operanti, a causa della fine dell'incentivazione dedicata all'energia elettrica da loro prodotta, molto probabilmente non avranno convenienza economica nel proseguire la loro attività, ma neanche nella conversione a biometano. Di conseguenza si prevede una riduzione del numero di impianti operanti in regione.

L'evoluzione del settore sarà probabilmente influenzata in modo positivo dall'entrata in vigore del sistema di sostegni anche per l'utilizzo energetico di biogas e biometano, previsti dal cosiddetto Decreto FER 2, seppur gli effetti di tali sostegni non siano valutabili nell'ambito delle traiettorie tratteggiate nel Piano. Infatti attualmente il Decreto FER 2 non è ancora vigente, avendo ricevuto l'approvazione da parte della Commissione Europea il 4/6/2024, e attualmente è stato posto all'attenzione dei Ministri concertanti per la firma, al fine di essere trasmesso alla Corte dei Conti per la registrazione e la successiva pubblicazione. Successivamente, entro trenta giorni dalla data di pubblicazione, dovranno essere emanate le Regole Operative per rendere pienamente operative le misure previste.

Assunzioni settore raffinazione

In Veneto è presente una delle due bioraffinerie attualmente operative in Italia, frutto della riconversione della raffineria Eni di Porto Marghera (Venezia). La bioraffineria produce principalmente HVO diesel (Hydrotreated Vegetable Oil) e bioGPL, ma potrebbe anche fornire bioJet Fuel per l'aviazione.

La capacità produttiva ipotizzata segue il piano di sviluppo Eni, che prevede una capacità di lavorazione di cariche in ingresso pari a 360.000 tonnellate al 2020 per arrivare a 600.000 tonnellate al 2025. Negli scenari analizzati sono state fatte ulteriori assunzioni sullo sfruttamento della capacità: nello scenario di Riferimento si ipotizza uno sviluppo della produzione più in linea con i dati storici che mostrano un utilizzo al 50% della capacità potenziale, arrivando quindi a produrre 0,25 Mtep di biocarburanti dal 2025, mentre lo scenario di Policy ipotizza una produzione piena pari a 0,5 Mtep.

Si è inoltre ipotizzato che i biocarburanti prodotti non vengano consumati interamente in Veneto ma che almeno una parte venga esportata e consumata in altre regioni italiane.

Assunzioni settore trasporti

⁷⁵ Le elaborazioni fornite da GSE SpA sono state sottoposte al "Gruppo di Lavoro NPER" della Direzione Ricerca Innovazione e Competitività Energetica, alle strutture regionali individuate nell'ambito della DGR 313/2022 ed in particolare ai Gruppi di Lavoro "Decarbonizzazione - Efficienza Energetica - Sicurezza Energetica", "Ricerca, dell'Innovazione e della Competitività - Misure di contrasto alla Povertà Energetica", "Aree Idonee", al Comitato Tecnico Strategico-CTS, istituito con delibera del Consiglio di Amministrazione di Veneto Sviluppo Spa del 3 maggio 2021 nonché al Centro Studi di economia e tecnica dell'energia Levi Cases, costituito presso l'Università degli Studi di Padova ed infine a ARPAV.

Evoluzione parco veicoli

Nello scenario di Riferimento si è ipotizzata un'evoluzione tendenziale del parco veicolare. In particolare, è stato imposto un aumento del 1,5% annuo della consistenza complessiva delle auto e una variazione annua del 1,7% della consistenza complessiva dei mezzi per il trasporto merci su strada, come previsto dal Piano Regionale Trasporti Veneto [60]. Per la consistenza delle singole motorizzazioni, si è seguito l'approccio indicato dalla Regione, con l'evoluzione delle diverse tipologie data dalla continuazione del trend storico 2015-2022, riparametrizzata al numero totale di mezzi previsto. Per il parco autobus TPL (mezzi adibiti a trasporto pubblico di persone) si mantengono invariati il numero totale di mezzi e la ripartizione per tipologia rispetto al 2022, ultimo anno storico disponibile.

Nello scenario di Policy si permette una maggiore penetrazione di veicoli alternativi in tutte le categorie di trasporto. Per le auto si ipotizza una crescita dei veicoli elettrici fino a 320.000 BEV - Battery Electric Vehicle e 180.000 PHEV - ibridi plug-in, obiettivo sfidante ma ancora leggermente inferiore del target nazionale indicato nel PNIEC 2023. Anche nei veicoli commerciali leggeri vi è una accelerazione sull'elettrico, con il numero di furgoni BEV che possono arrivare a 30.000 mezzi al 2030, pari all' 8% del parco, rispetto ai 241 del 2019. Per i mezzi pesanti si prevede una maggiore crescita di camion a LNG e idrogeno, supportati dalle politiche nazionali ed europee sulla diffusione di stazioni di rifornimento per combustibili alternativi.

Per il parco autobus si mantiene anche nello scenario di Policy un numero totale di mezzi invariato rispetto al 2022 e si seguono le indicazioni del settore Mobilità e Trasporti della Regione considerando la sostituzione di 326 veicoli tra il 2024 e il 2030, secondo quanto riportato nella Tabella 4.12.

N. autobus TPL	2020	2022	Variazioni		2030
			nuovi autobus	dismissioni	
Gasolio	2.793	2.770	+95	-326	2.539
GPL	60	60	0	0	60
Metano/benzina	3	3	0	0	3
Metano	527	527	+75	0	602
Gasolio + urea	6	6	0	0	6
BioDiesel	4	4	0	0	4
Ibrido	3	3	0	0	3
Ibrida	6	6	0	0	6
Elettrico	40	63	+64	0	127
Idrogeno	0	0	+92	0	92
Totali	3.442	3.442	+326	-326	3.442

Tabella 4.12 – Evoluzione mezzi TPL Veneto.

Shift modale

Nello scenario di Policy sono state considerate le ipotesi di shift modale presenti nel Piano Regionale Trasporti [60]. In particolare, si considera uno spostamento della mobilità privata (auto e moto) verso il trasporto pubblico locale su gomma e ferroviario, grazie a interventi previsti in infrastrutture ferroviarie e l'efficientamento dei servizi esistenti per il TPL su gomma. Queste azioni comportano uno shift modale verso il TPL fino a 8% al 2030. Anche per il trasporto merci si ipotizza uno spostamento da gomma a ferrovia pari al 5% al 2030.

Sintesi ipotesi e obiettivi degli scenari

La Tabella 4.13 mostra la sintesi delle ipotesi e degli obiettivi che caratterizzano i due scenari analizzati:

- nelle celle grigie sono indicati i parametri/tecnologie di interesse;
- le celle rosa mostrano le ipotesi/obiettivi trasversali nei due scenari;
- le celle blu mostrano le ipotesi/obiettivi dello scenario di Riferimento;
- le celle verdi mostrano le ipotesi/obiettivi dello scenario di Policy.

SETTORE	Dettaglio	RIFERIMENTO	POLICY
EDIFICI	Edifici pre2001	Tasso Ristrutturazione medio 1%/anno	Possibilità di maggiore efficientamento (senza obbligo)
	Edifici post2001	Tasso Ristrutturazione medio 0,16%/anno	Possibilità di maggiore efficientamento (senza obbligo)
	Edifici nZEB	Tutte le nuove abitazioni costruite dopo il 2021 (LR 14/2019 Veneto 2050 riqualificazione ed efficientamento energetico)	
	PdC/solare termico	Vincolo di minimo/massimo – almeno lo stesso contributo di oggi	Possibilità di maggiore diffusione nello scenario di Policy
	TLR	Potenziali domanda/offerta da GSE	
EFFICIENZA ENERGETICA	Obiettivo	Nessun obiettivo imposto	Obiettivo minimo riduzione consumi finali (-0,8% all'anno) Obiettivo minimo riduzione consumi settore pubblico (-1,9% anno)
BIOENERGIE ⁷⁶	Biomasse solide	Mantenuto come vincolo massimo il livello di consumo attuale	
	Biometano	Potenziale regionale: 75-120 milioni di m ³	Potenziale regionale incrementato: 120-180 milioni di m ³
SETTORE ELETTRICO	Centrali carbone	Phase-out al 2025	
	Centrali a gas	Nuovi CCGT di Marghera e Fusina	
	Idroelettrico ⁷⁷	Riduzione 30% produzione dal 2025 al 2030	Riduzione 14% produzione dal 2025 al 2030
	FV ⁷⁸	Crescita tendenziale	Crescita per raggiungere target DM Aree idonee ⁷⁹
	Import elettrico	Vincolo di massimo – livelli attuali	
EMISSIONI CO2	CO2 ETS	-41% al 2030 rispetto a valori storici 2005	-65% al 2030 rispetto a valori storici 2005
	CO2 non ETS	-24% al 2030 rispetto a valori storici 2005	-37% al 2030 rispetto a valori storici 2005

⁷⁶ Si rinvia alle scelte strategiche già delineate nell'ambito del NPER - Documento preliminare, adottato dalla Giunta regionale con delibera n. 1175 del 27/9/2022, e prioritariamente si prevede il ricorso alla biomassa nel rispetto di quanto disposto dalla normativa vigente, anche in termini di qualità dell'aria, nonché, nel caso di biogas e bioliquidi, lo sviluppo in un'ottica di equilibrato utilizzo del suolo tra finalità energetiche e alimentari, secondo criteri di sostenibilità.

⁷⁷ Si rinvia alle scelte strategiche già delineate nell'ambito del NPER - Documento preliminare, adottato dalla Giunta regionale con delibera n. 1175 del 27/9/2022, e in particolare si prevede un consolidamento dell'esistente tramite revamping e repowering, senza ulteriori significative realizzazioni di nuovi impianti. Anche in tal caso si richiama il rispetto della normativa in tema di concessioni e di deflusso ecologico.

⁷⁸ Si rinvia alle scelte strategiche già delineate nell'ambito del NPER - Documento preliminare, adottato dalla Giunta regionale con delibera n. 1175 del 27/9/2022, e, in particolare si prevede il potenziamento dello sviluppo dell'energia solare tramite interventi di repowering degli impianti esistenti e l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici, sia residenziali ma anche commerciali e produttivi, comprese le aree di parcheggio, le aree degradate. Rispetto all'installazione di moduli ubicati a terra si predilige il riutilizzo di aree dismesse o non più produttive, in modo tale da limitare il consumo di suolo e tutelare il patrimonio paesaggistico-culturale nonché lo sviluppo del settore agricolo, nel rispetto della normativa vigente.

⁷⁹ Come già anticipato, in data 2/7/2024 è stato pubblicato in G.U. il decreto interministeriale 21/6/2024, avente ad oggetto Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Circa lo scostamento tra il target formalmente assegnato alla Regione del Veneto al 2030 (5.828 MW) e il target previsto nella bozza di DM e considerato per le elaborazioni di Piano (5.763 MW), valutato sia il fatto che l'arco temporale di ripartizione del target complessivo non appare il medesimo (dal 2023 al 2030 nella bozza di DM e dal 2021 al 2030 nel DM pubblicato) e che lo scostamento complessivo appare minimo (1%) non si procede ad un aggiornamento degli scenari elaborati.

SETTORE	Dettaglio	RIFERIMENTO	POLICY
	Prezzo CO2 ETS	Valori scenario PRIMES EUREF2020	
COMBUSTIBILI FOSSILI	Prezzi vettori	Valori scenario PRIMES EUREF2020	
BIOCOMBUSTIBILI	Bioraffineria	Utilizzo al 50% della capacità produttiva.	Utilizzo al 100% della capacità produttiva. Esportazione fuori Regione di parte dei biocombustibili prodotti
IDROGENO	Bioraffineria	Produzione da SMR	Produzione da SMR + elettrolizzatore dedicato
	Altri settori	NO	Utilizzo nel settore dei trasporti pesanti e nei bus
TRASPORTI	Auto elettriche	Trend di crescita tendenziale indicato dalla Regione	Maggiore penetrazione indicata dalla regione (320k BEV + 180k PHEV)
	Furgoni elettrici		Maggiore penetrazione (fino a 30k veicoli)
	Camion		Maggiore spinta su LNG e H2
	BUS TPL	Parco rotabile immutato rispetto allo storico 2022	Sostituzione 326 veicoli (95 gasolio, 75 metano, 64 elettrico, 92 idrogeno)
	Shift modale	NO	Spostamento mobilità private verso TPL e treni: 8% al 2030 Spostamento trasporto merci su strada verso rotaia: 5% al 2030

Tabella 4.13 – Descrizione sintetica degli scenari.

Rispetto allo sfruttamento delle ulteriori risorse / fonti non riportate in tabella, non è stato fatto alcun assunto specifico riguardo all'evoluzione. Rispetto alla fonte geotermica si rileva, come delineato nell'ambito del NPER - Documento preliminare, adottato dalla Giunta regionale con delibera n. 1175 del 27/9/2022, la presenza di una potenzialità e un contestuale significativo suo sfruttamento.

Si ribadisce quanto già precedentemente espresso per quanto riguarda i permessi di ricerca o concessioni di coltivazione di risorse geotermiche presenti sul territorio regionale, che generalmente non dovranno né interessare e né interferire con acquiferi sotterranei oggetto di specifica tutela, quali ad esempio acquiferi ad uso idropotabile; tuttavia l'impianto geotermico può generare degli effetti qualitativi sulla risorsa idrica qualora siano previsti scarichi sui corpi idrici superficiali, che dovranno essere opportunamente valutati.

Evoluzione del sistema energetico regionale del Veneto al 2030

I consumi energetici primari e finali

La Figura 4.12 mostra l'evoluzione attesa dei consumi primari di energia regionali, sia nello scenario di Riferimento sia in quello di Policy. Analizzando i dati storici, Il gas naturale è attualmente la fonte principale del mix regionale con una quota del 37% nel 2019. Nello scenario di riferimento la quota gas di energia primaria sale al 42% (nuove centrali CCGT di Marghera e Fusina in sostituzione del carbone).

Nello scenario di Policy la quota del gas naturale nel mix rimane stabile rispetto ai valori 2019: decresce negli usi finali, ma aumenta nel settore della generazione elettrica (nuove centrali CCGT di Marghera e Fusina in sostituzione del carbone). Il consumo di gas naturale per la generazione elettrica è comunque inferiore allo scenario di Riferimento in conseguenza di un maggiore sviluppo delle FER elettriche. La quota FER nel mix di energia primaria regionale cresce infatti di circa otto punti percentuali nello scenario di Policy.

In entrambi gli scenari al 2030 l'importo netto di energia elettrica si riduce per effetto dell'aumento della produzione regionale (sia termoelettrica sia rinnovabile).

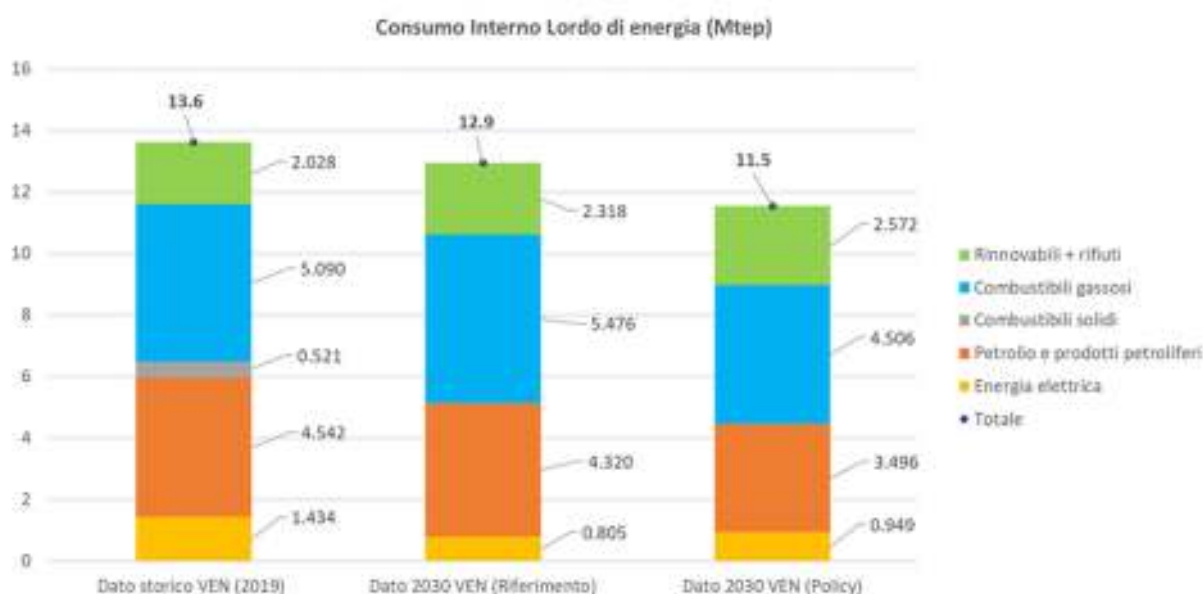


Figura 4.12 – Consumo interno lordo di energia in Veneto: dati storici e scenari al 2030.

È interessante confrontare il mix energetico primario regionale con la media nazionale. Il consumo interno lordo (CIL) di energia primaria del Veneto è pari a circa il 9% del consumo interno nazionale. Il gas naturale è la fonte principale del mix nazionale con una quota in linea con il valore regionale (39% vs 37%). Nello scenario di Policy nazionale la quota FER nel mix di energia primaria cresce di circa 14 punti percentuali rispetto agli otto regionali. A livello nazionale crescono infatti maggiormente le potenzialità di produzione delle FER rispetto al perimetro della singola regione.

Oltre ai valori assoluti è utile confrontare i consumi primari specifici della regione con quelli medi nazionali:

- il consumo pro-capite di energia primaria del Veneto al 2019 è pari a 3,1 tep/abitante (il 36% superiore alla media nazionale);
- al 2030 il consumo pro-capite di energia primaria del Veneto scende a 2,39 tep/abitante (il 22% in meno rispetto al dato storico 2019);
- al 2030 il consumo pro-capite di energia primaria dell'Italia scende a 2,14 tep/abitante (il 18% in meno rispetto al dato storico 2019).

I consumi specifici regionali sono superiori alla media nazionale sia per le condizioni climatiche della regione che richiedono maggiori consumi per la climatizzazione (condizione comune alle altre regioni adiacenti come Lombardia ed Emilia-Romagna) sia per lo sviluppato settore industriale regionale.

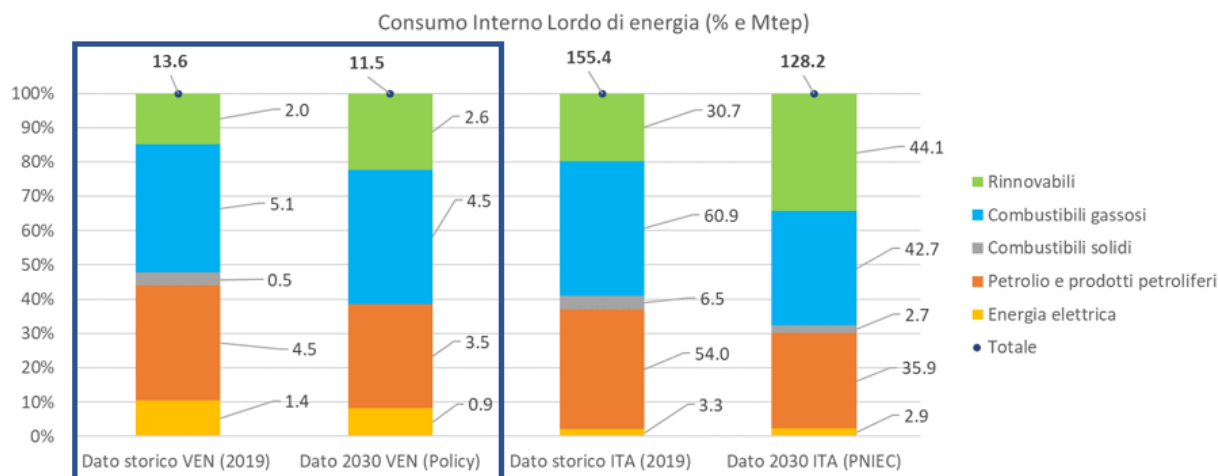


Figura 4.13 – Consumo interno lordo, confronto Italia-Veneto, dati storici 2019 e scenari 2030 di Policy.

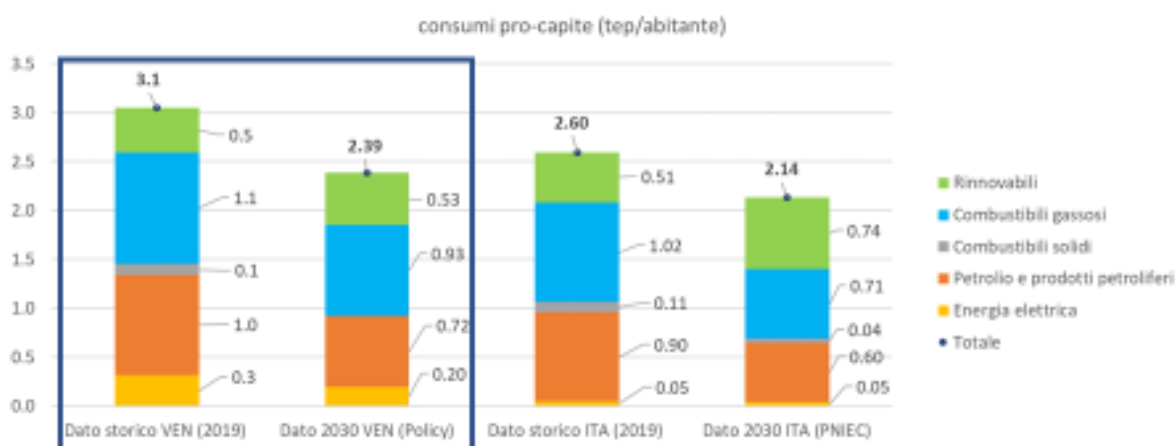


Figura 4.14 - Consumo interno lordo specifico, confronto Italia-Veneto, dati storici 2019 e scenari 2030 di Policy.

Lo scenario di Policy è vincolato a rispettare l'obiettivo di risparmio dei consumi energetici finali tramite regimi obbligatori come definito dalla Direttiva EED 2018/2002, pari allo 0,8% annuo nel periodo 2021-2030 (rispetto alla media dei consumi nel periodo 2016-2018).

I settori principali a cui sono riconducibili la maggior parte dei consumi regionali sono il residenziale e i trasporti, con una quota di circa il 30% ciascuno nel 2019. In entrambi gli scenari al 2030 il mix regionale settoriale rimane pressoché invariato rispetto ai valori storici

I consumi finali al 2030 risultano pari a 10,1 Mtep nello scenario di Policy mentre restano in linea con quelli attuali nello scenario di Riferimento. È interessante notare come il livello dei consumi al 2030 sia uguale al vincolo imposto. Questo significa che l'obiettivo dell'efficienza energetica è stringente per lo scenario e che per raggiungerlo è necessario ridurre i consumi finali di energia in tutti i settori. Al 2030, lo scenario di Policy raggiunge un risparmio aggiuntivo pari a 0,9 Mtep rispetto allo scenario di Riferimento (Figura 4.16). Il settore dei trasporti risulta essere quello con il maggior potenziale di efficientamento (0,4 Mtep al 2030) seguito da residenziale e terziario (entrambi con circa 0,2 Mtep) mentre l'industria registra un risparmio di circa 0,1 Mtep.

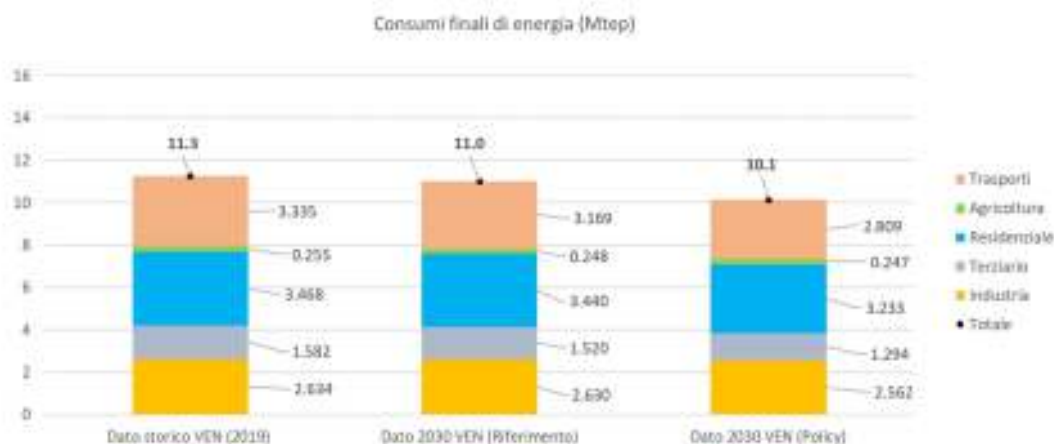


Figura 4.15 – Evoluzione dei consumi finali per settore: dati storici e scenari regionali al 2030.

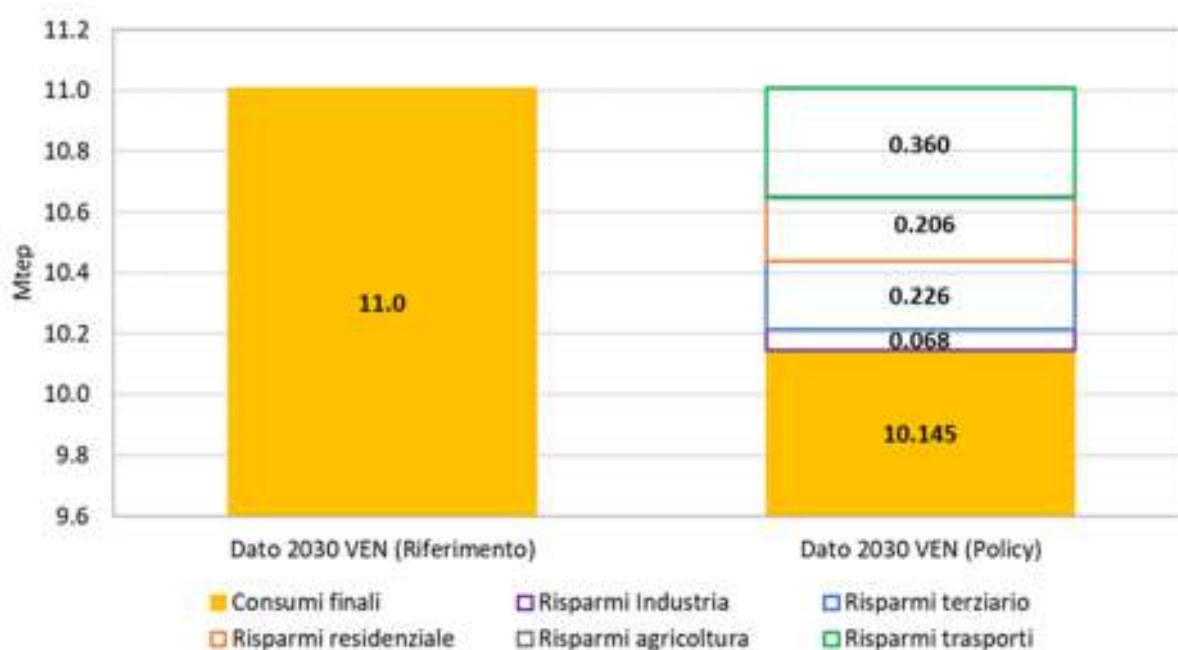


Figura 4.16 – Ripartizione per settore della riduzione dei consumi al 2030 nello scenario di Policy rispetto allo scenario di Riferimento.

Anche per i consumi finali è interessante confrontare il mix regionale con la media nazionale. I consumi finali di energia del Veneto sono pari a circa il 10% di quelli nazionali. La ripartizione settoriale dei consumi è simile alla media nazionale, si rileva solo un minor contributo dei trasporti (30% vs 35%).

Oltre ai valori assoluti, è utile confrontare i consumi primari specifici della regione con quelli medi nazionali:

- il consumo pro-capite di energia finale del Veneto al 2019 è pari a 2,53 tep/abitante (il 31% superiore alla media nazionale);
- al 2030 il consumo pro-capite di energia finale del Veneto scende a 2,1 tep/abitante (il 17% in meno rispetto al dato storico 2019);
- al 2030 il consumo pro-capite di energia finale dell'Italia scende a 1,67 tep/abitante (il 13% in meno rispetto al dato storico 2019).

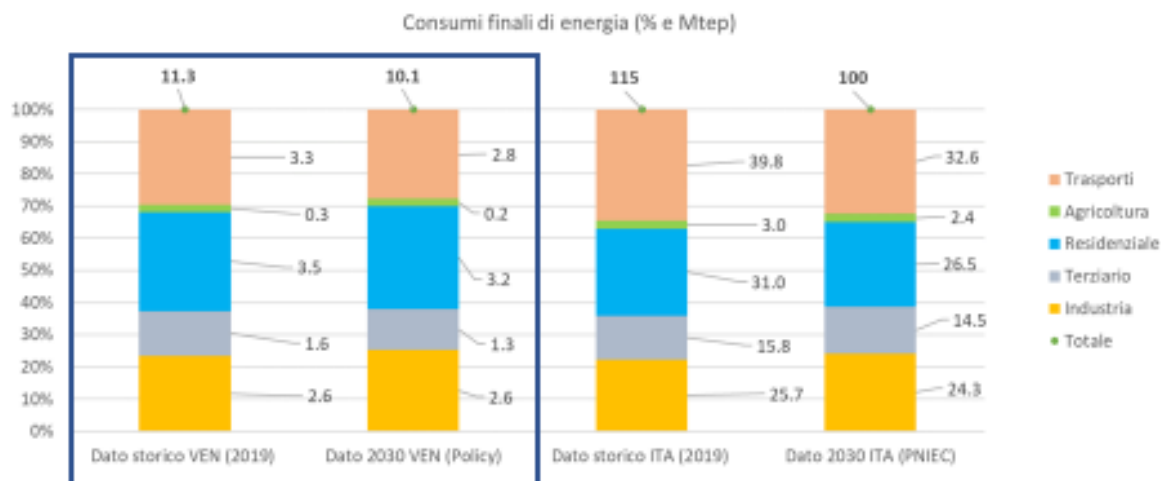


Figura 4.17 – Consumi energetici finali, confronto Italia-Veneto, dati storici 2019 e scenari 2030 di Policy.

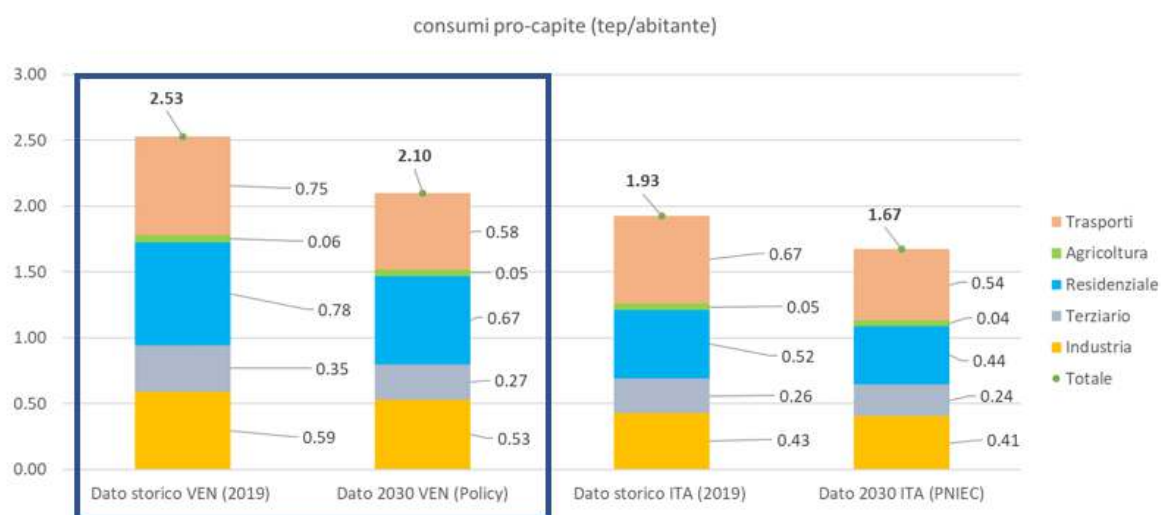


Figura 4.18 – Consumi energetici finali specifici, confronto Italia-Veneto, dati storici 2019 e scenari 2030 di Policy.

Oltre alla ripartizione settoriale è interessante analizzare la composizione dei consumi finali per fonte (Figura 4.19). Nel 2019 le fonti principali del mix sono il gas naturale e i prodotti petroliferi, entrambi con una quota del 32%, seguiti dall'energia elettrica con il 23%. Le fonti rinnovabili contribuiscono per l'8%. Al 2030 cresce il ruolo delle fonti rinnovabili raggiungendo il 13% nello scenario di policy (si ferma al 10% nello scenario di Riferimento).

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la Figura 4.20 mostra il dettaglio delle singole fonti. È rilevante notare la crescita dei biocombustibili liquidi al 2030 nel settore dei trasporti e la comparsa di nuovi vettori energetici quali il biometano e l'idrogeno.

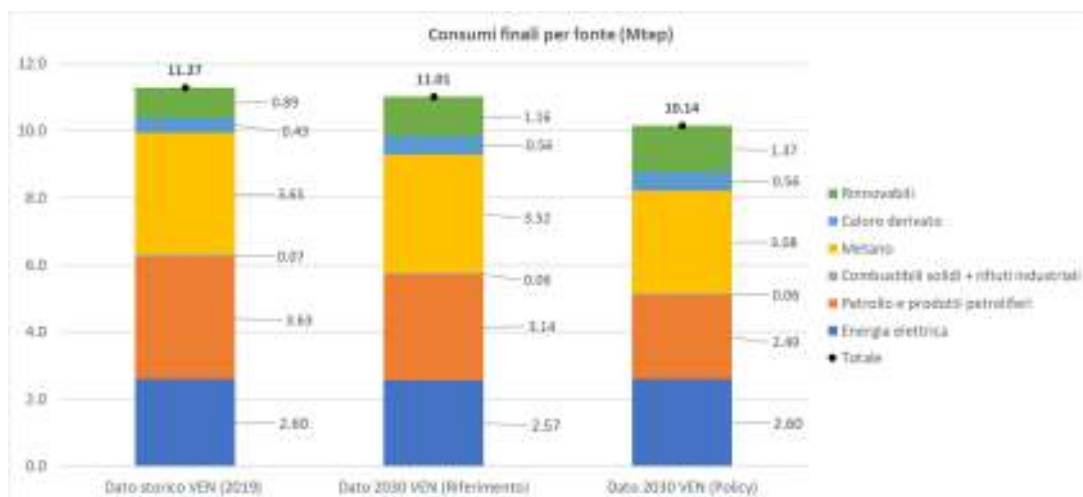


Figura 4.19 – Evoluzione dei consumi finali per fonte: dati storici e scenari regionali al 2030.

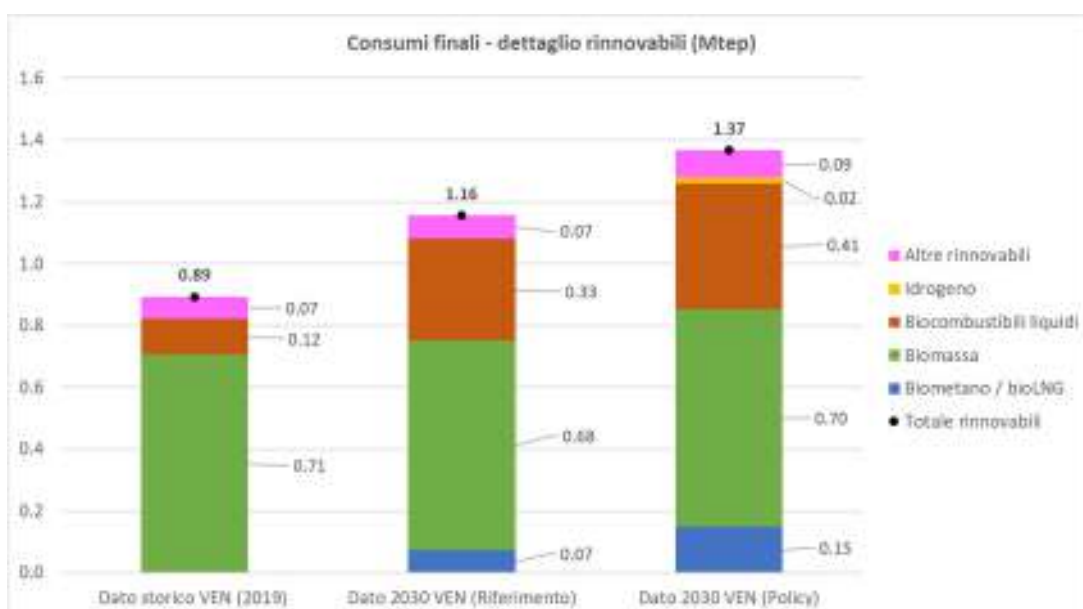


Figura 4.20 – Evoluzione dei consumi finali rinnovabili per fonte: dati storici e scenari regionali al 2030.

Focus sul settore civile

Nel *settore residenziale*, i consumi ammontano attualmente a circa 3,5 Mtep (2019), di cui circa il 60% è riconducibile al gas naturale, mentre l'energia elettrica e le rinnovabili contribuiscono rispettivamente al 14% e 19% del mix energetico del settore (Figura 4.21). Il resto dei consumi è coperto dai prodotti petroliferi (7%) e dal calore derivato (2%).

Facendo leva sull'efficienza energetica, al 2030 lo scenario di Policy consente una riduzione del 6% dei consumi finali residenziali rispetto allo scenario di Riferimento, che prevede pressoché l'invarianza dei consumi. Questo risultato implica, in termini di risparmio energetico, uno sforzo aggiuntivo di circa 0,2 Mtep rispetto alle prospettive delineate nello scenario di Riferimento. Per i prodotti petroliferi si profila un azzeramento dei consumi nello scenario di Policy. Anche il gas naturale si riduce, con un taglio di circa il 7% dei consumi rispetto al 2019. Contemporaneamente si assiste ad una espansione del vettore elettrico e delle rinnovabili nel mix energetico. Il contributo del calore derivato raddoppia rispetto al 2019.

Il nuovo assetto energetico del settore nello scenario di Policy risente direttamente sia dell'obiettivo di riduzione dei consumi finali sia dei vincoli sulle emissioni di CO₂. L'effetto di queste due leve conduce verso una minore dipendenza da fonti fossili (gas e prodotti petroliferi) ed una maggiore penetrazione del vettore elettrico (tramite la diffusione di pompe di calore) e delle rinnovabili.

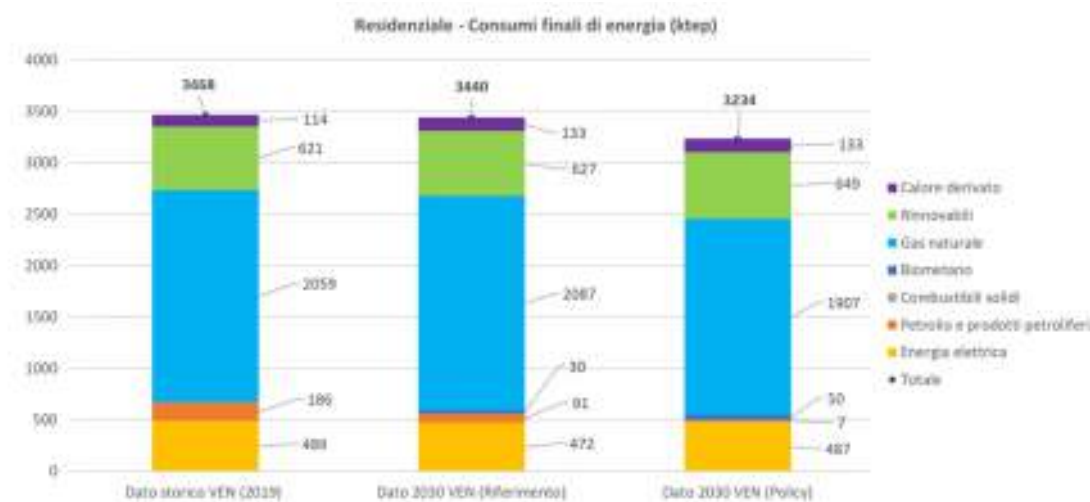


Figura 4.21 – Consumi finali del settore residenziale per fonte: confronto tra il dato storico 2019 e i risultati al 2030 degli scenari.

Il *settore terziario* si distingue già oggi per una spiccata elettrificazione, che raggiunge quasi il 50% dei consumi finali (Figura 4.22). A seguire troviamo il gas naturale, che occupa circa il 43% del mix energetico, e infine prodotti petroliferi, calore derivato e rinnovabili.

Lo scenario di Policy conferma la rilevanza del vettore elettrico, che arriva a circa il 57% dei consumi del settore. Tuttavia, in termini assoluti, si assiste ad una stabilizzazione dei consumi elettrici per effetto delle misure di efficienza energetica innescate nello scenario. Cala notevolmente il gas naturale, il quale vede una riduzione del 38% al 2030 rispetto allo scenario di Riferimento. Trovano invece maggiore spazio le fonti rinnovabili, anche se il ruolo principale è quello delle pompe di calore il cui calore ambientale non è mostrato nei consumi finali.

Il terziario condivide le stesse considerazioni precedentemente menzionate per il residenziale, ed infatti risponde a queste spinte in maniera analoga a quanto visto per quest'ultimo settore: la riduzione dei consumi è guidata dai target nazionali di efficienza energetica, mentre la decarbonizzazione delle fonti è spronata dagli obiettivi non-ETS.

A ciò si aggiungono inoltre gli effetti delle misure specifiche per il settore pubblico: la direttiva 2023/1791 propone infatti un tasso di riduzione dei consumi finali degli edifici pubblici del 1,9% annuo, così come un tasso minimo di ristrutturazione della superficie di questi edifici del 3% annuo. Questi obiettivi

settoriali specifici accelerano e intensificano il ricorso all'efficienza energetica nel settore terziario, nel quale si assiste infatti ad una contrazione dei consumi maggiore rispetto a quella del settore residenziale (riduzione del 15% dei consumi finali rispetto allo scenario di Riferimento).

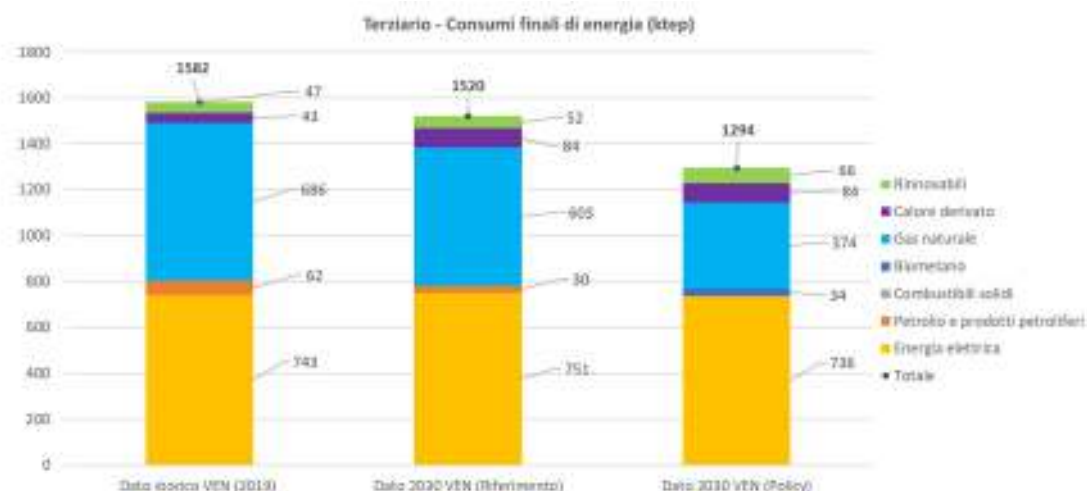


Figura 4.22 – Consumi finali del settore terziario per fonte: confronto tra il dato storico 2019 e i risultati al 2030 degli scenari.

Per il settore civile è interessante analizzare la composizione dei diversi contributi al conseguimento della riduzione dei consumi finali di energia nello scenario di Policy rispetto allo scenario di Riferimento; questa, infatti, può essere dovuta a due diversi contributi:

- 1) la prima azione per ridurre i consumi è il ricorso all'isolamento termico e alla maggiore elettrificazione dei consumi, andando quindi a ridurre il fabbisogno energetico dell'edificio;
- 2) la seconda azione è l'efficienza, la sostituzione di tecnologie obsolete o poco performanti con tecnologie nuove con elevati rendimenti (es. elettrodomestici con classe energetica superiore);

Osservando i due settori del civile si nota il contributo alla riduzione dei consumi di queste azioni. La componente relativa all'isolamento e alla maggiore elettrificazione resta predominante in entrambi settori, ma nel settore terziario appare più rilevante la necessità di rinnovo delle tecnologie (Figura 4.23).

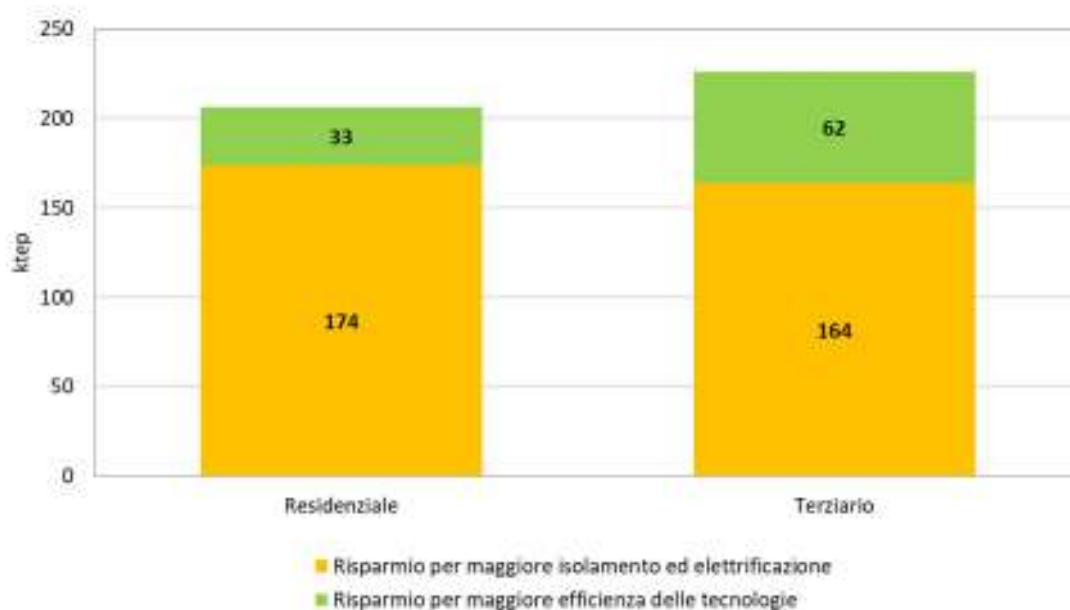


Figura 4.23 – Risparmio nei consumi finali nel settore civile nello scenario di Policy rispetto al Riferimento al 2030.

Infine, c'è da considerare la tecnologia del solare termico, semplice e affidabile, che ha un buon potenziale oggi sfruttato in minima parte. Negli aggiornamenti del Piano si intende adottare misure specifiche per il riscaldamento degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria, come anche per applicazioni industriali.

Focus sul settore agricoltura

L'*agricoltura* è uno dei settori dove la decarbonizzazione dei consumi energetici è resa particolarmente difficoltosa da una storica dipendenza dalle fonti fossili. Nel 2019 prodotti petroliferi e gas naturale occupano infatti il 62% del mix energetico, mentre l'elettrificazione e la penetrazione di rinnovabili si fermano rispettivamente al 26% e 6% (Figura 4.24). Negli scenari 2030, i consumi si mantengono costanti rispetto ai livelli attuali registrando comunque una maggiore penetrazione sia delle fonti rinnovabili sia del vettore elettrico nel mix settoriale.

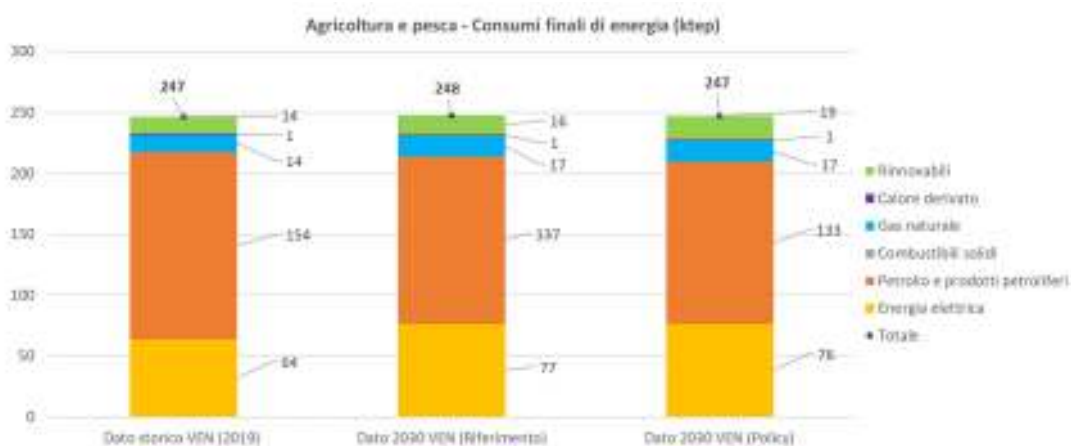


Figura 4.24 – Consumi finali del settore agricolo per fonte: confronto tra il dato storico 2019 e i risultati al 2030 degli scenari.

Focus sul settore trasporti

Il settore trasporti (Figura 4.25) vede una predominanza netta dei prodotti petroliferi nel 2019. La contrazione dei consumi al 2030 è dovuta, in parte, alle ipotesi di shift modale previsto dal Piano Regionale Trasporti Veneto, e in parte all'utilizzo di tecnologie più efficienti. Lo scenario di Policy ipotizza una variazione della domanda di mobilità, sia passeggeri sia merci, rispettivamente dal trasporto privato a quello pubblico e dal trasporto su gomma a quello su rotaia.

La riduzione dei consumi è comunque guidata soprattutto dagli obiettivi di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni, che promuovono il ricorso a vetture sempre più efficienti e l'utilizzo di combustibili alternativi, oltre al vettore elettrico. In aggiunta a questi vincoli generali, sui consumi del settore incidono anche i regolamenti aggiornati sui livelli massimi di emissione dei veicoli di nuova immatricolazione e l'innalzamento degli obblighi di immissione di biocarburanti e biometano previsti a livello nazionale per rispettare gli obiettivi della direttiva 2009/28/CE sulle FER.

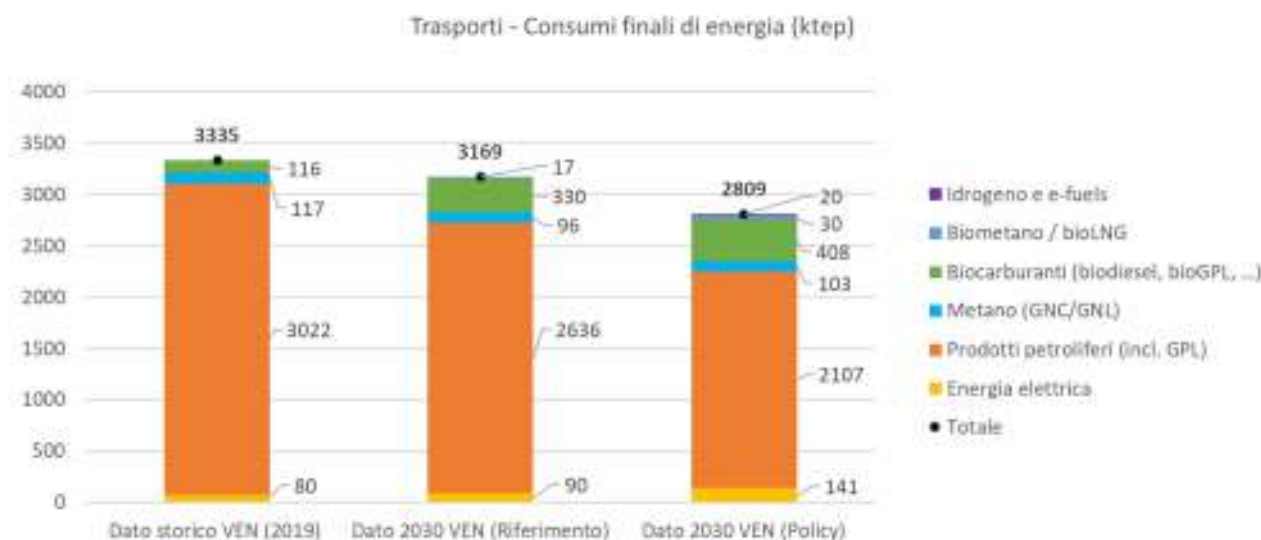


Figura 4.25 – Consumi finali del settore trasporti per fonte: confronto tra il dato storico 2019 e i risultati al 2030 degli scenari.

Negli scenari 2030 si può notare un maggior ricorso sia ai *green fuel* sia all'energia elettrica, soprattutto a discapito dei prodotti petroliferi. Il gas metano vede una leggera contrazione dovuta a una sostituzione con il biometano, ma la quota di gas metano fossile più bio aumenta al 2030 (3% 2019, 4% Riferimento e 5% Policy); cambiano anche i sottosettori di utilizzo, con un minor consumo di gas nelle auto e maggior utilizzo nel trasporto pesante su gomma e nel settore navigazione.

Analizzando i *green fuel* più in dettaglio, la quota più rilevante è data dai biocarburanti liquidi, soprattutto biodiesel e HVO diesel, ma con un contributo anche di etanolo e bioGPL. La diffusione di questo vettore è favorita dalla presenza di una bioraffineria in Regione e dalla possibilità di utilizzo nelle tecnologie già esistenti. Iniziano però a trovare spazio anche combustibili nuovi come il biometano e l'idrogeno, spinti dagli investimenti del PNRR quali la riconversione di impianti a biogas in biometano, il finanziamento di stazioni di rifornimento per l'idrogeno e la promozione di *hydrogen valleys*. Compagnano anche i primi *green fuel* nel settore marittimo e nell'aviazione, ma in forma ancora residuale.

In crescita è anche l'elettrificazione del settore che arriva al 5% dei consumi totali al 2030 nello scenario di Policy, rispetto al 2% del 2019, quando i consumi elettrici erano prevalentemente relativi al trasporto ferroviario. I nuovi livelli massimi di emissione dei veicoli di nuova immatricolazione e l'innalzamento dei target in termini di emissioni ed efficienza promuovono e velocizzano il ricorso al vettore elettrico, soprattutto nei segmenti di veicoli passeggeri privati, trasporto merci leggero, bus e pullman.

Anche per il settore trasporti si è cercato di scomporre i contributi delle diverse leve per la riduzione dei consumi finali di energia del settore nello scenario di Policy rispetto a quello di Riferimento. Le possibili azioni considerate sono:

- elettrificazione: sostituzione di veicoli tradizionali con veicoli elettrici che, grazie alla maggiore efficienza, permettono di ridurre i consumi finali;
- shift modale: politiche di riduzione della domanda di mobilità privata a favore di TPL e trasporto ferroviario e spostamento della movimentazione merci dal trasporto su strada a quello ferroviario, coerentemente con quanto previsto dal Piano Regionale Trasporti Veneto;
- efficienza: efficientamento delle tecnologie con sostituzione di tecnologie e veicoli tradizionali con mezzi con la stessa motorizzazione ma maggiore efficienza (e.g. classe EURO superiore).

Come illustrato nella Figura 4.26 il contributo maggiore alla riduzione dei consumi negli scenari analizzati viene dall'elettrificazione, grazie alla spinta per la diffusione di auto elettriche e l'introduzione di veicoli commerciali leggeri e a due ruote proprio per la loro maggiore efficienza rispetto ai veicoli tradizionali e a quelli alimentati da motori endotermici e a idrogeno. Importante è anche l'effetto delle politiche di shift modale, che comportano una riduzione della domanda di mobilità veicolare. Il ricambio tecnologico ha un ruolo più residuale in questo caso; questo è dovuto a un efficientamento del parco veicolare già presente e significativo nello scenario di Riferimento. Il ricorso a combustibili green (idrogeno, biometano, biofuels) appare invece funzionale principalmente per l'apporto alla riduzione delle emissioni climalteranti.

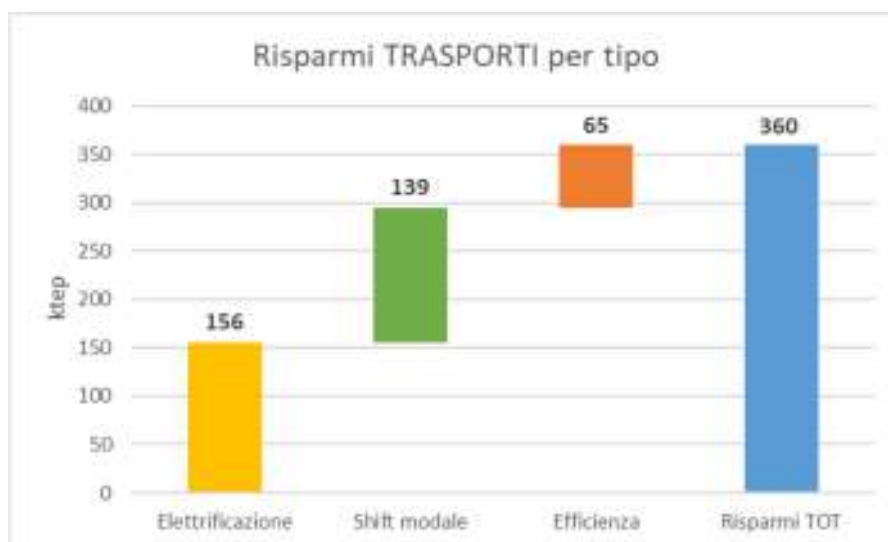


Figura 4.26 – Risparmio nei consumi finali nel settore trasporti nello scenario di Policy rispetto al Riferimento al 2030.

Tutte queste azioni sono maggiormente realizzabili sul trasporto stradale, visto il ricambio naturale più rapido del parco veicolare rispetto a mezzi come treni, navi o aerei. Il trasporto su gomma copre circa il 90% dei consumi del settore trasporti e contribuisce al 98% della riduzione dei consumi negli scenari analizzati. In coerenza con la legge 30 ottobre 1998, n. 25 disciplinante il TPL e il Piano regionale dei Trasporti, approvato con la DACR n. 75/2020 va potenziata inoltre la diffusione di mezzi di trasporto acqueo a basso impatto ambientale, alimentati a fonti rinnovabili, compresi quelli a propulsione elettrica e ibrida nella navigazione interna.

Trasporto stradale

Il trasporto stradale assorbe la quasi totalità dei *green fuel* (biocarburanti e idrogeno) utilizzati nel settore. I biocombustibili superano il 17% dei consumi del segmento, mentre l'idrogeno rimane sotto l'1%. L'elettrificazione passa da praticamente nulla al 2,5% di consumi.

Cresce dunque il ricorso ad alimentazioni alternative per il trasporto stradale, che si traduce in un parco veicolare diverso rispetto ad oggi. Per le auto (Tabella 4.14) significa soprattutto diffusione del vettore elettrico con 320.000 BEV e 180.000 PHEV (ibride plug-in), ma si registra una crescita anche per le auto a metano e a GPL; soprattutto queste motorizzazioni vedono una miscelazione maggiore di biometano e bioGPL. Le auto tradizionali si riducono e una quota sempre maggiore viene coperta da ibride non plug-in. L'incremento di volume del parco veicolare superiore a quello degli ultimi 5 anni non è stato posto

come vincolo di Piano. La crescita del numero di veicoli ipotizzata nelle tabelle 4.14 e 4.15 è meramente finalizzata ad ipotizzare le condizioni più sfidanti e in linea con le impostazioni del PNIEC.

AUTO (n. veicoli)			
Tipologia:	Dato storico VEN (2019)	Dato 2030 VEN (Riferimento)	Dato 2030 VEN (Policy)
Auto tradizionali e ibride non plug-in	2.830.678	3.072.280	2.605.640
Auto GPL	251.493	350.000	350.000
Auto metano	101.243	120.000	144.360
Auto elettriche BEV	1.813	27.720	320.000
Auto elettriche PHEV	n.d.	30.000	180.000
Totale	3.185.227	3.600.000	3.600.000

Tabella 4.14 – Parco veicolare auto in Veneto – confronto dato storico 2019 e scenari al 2030.

Per quanto riguarda il trasporto merci, vi è un’evoluzione del parco veicolare in tutti i segmenti (Tabella 4.15), con una scelta di motorizzazioni diverse in base al tonnellaggio e alle percorrenze medie. Nei veicoli commerciali leggeri, ad esempio, si fa ampio ricorso all’elettrico, mentre nei camion medi e pesanti la decarbonizzazione avviene principalmente con combustibili alternativi. In questo segmento i camion a gas naturale (in forma di GNL in miscelazione al bioGNL) aumentano oltre i 4.000 veicoli e nei camion pesanti a lunga percorrenza compare l’idrogeno, con più di 1.300 veicoli.

FURGONI <3.5t (n. veicoli)			
Tipologia	Dato storico VEN (2019)	Dato 2030 VEN (Riferimento)	Dato 2030 VEN (Policy)
Furgoni tradizionali (gasolio e altro)	290.364	336.700	330.000
Furgoni metano (GNC/GNL)	9.265	12.500	15.000
Furgoni elettrici ed ibridi	241	800	30.000
Furgoni idrogeno	0	0	0
Totale	299.870	350.000	375.000

CAMION >3.5t (n. veicoli)			
Tipologia	Dato storico VEN (2019)	Dato 2030 VEN (Riferimento)	Dato 2030 VEN (Policy)
Camion tradizionali (gasolio e altro)	59.656	70.973	66.630
Camion metano (GNC/GNL)	669	1.500	4.064
Camion idrogeno	0	0	1.356
Totale	60.325	72.473	72.051

Tabella 4.15 – Parco veicolare furgoni e camion in Veneto – confronto dato storico 2019 e scenari al 2030.

Il parco autobus regionale è composto per circa la metà da mezzi adibiti al trasporto pubblico locale (TPL). Nonostante le politiche di shift modale dal trasporto privato al TPL non è previsto un aumento della

consistenza mezzi; i fondi sono dedicati al rinnovo della flotta con l'obiettivo di efficientare il parco con sostituzione di autobus diesel e ridurre le emissioni con l'acquisto di nuovi autobus a metano (GNC), idrogeno ed elettrici, secondo quanto riportato nella Tabella 4.16.

La restante metà degli autobus sono mezzi privati o dedicati al noleggio, su cui è più difficile per la Regione fare interventi diretti. Pertanto, si è ipotizzata un'innovazione minore del parco, con appena 170 veicoli tra metano, elettricità e idrogeno al 2030 nello scenario di Policy.

BUS TPL (n. veicoli)			
Tipologia	Dato storico VEN (2020)	Dato 2030 VEN (Riferimento)	Dato 2030 VEN (Policy)
Bus tradizionali (prodotti petroliferi e ibridi)	2.872	2.852	2.621
Bus metano	530	527	602
Bus elettrici BEV	40	63	127
Bus idrogeno	0	0	92
Totale	3.442	3.442	3.442

Tabella 4.16 – Parco veicolare autobus TPL in Veneto – confronto dato storico 2019 e scenari al 2030.

Focus sul settore industriale

Nel *settore industriale* l'energia elettrica rappresenta la fonte principale del mix seguita dal gas naturale. Negli scorsi anni grazie a misure specifiche come i certificati bianchi si sono già raggiunti risultati importanti per l'efficienza energetica del settore e diventa quindi sfidante ridurre ulteriormente i consumi. Nello scenario di Riferimento si registra infatti una stabilità dei livelli dei consumi rispetto al valore storico del 2019, mentre nello scenario di Policy i consumi si riducono del 3%.

Gli scenari analizzati non contemplano cambiamenti radicali della struttura produttiva o delle tipologie di prodotti manifatturieri, né la delocalizzazione delle produzioni *energy-intensive*, per cui la principale opzione per la decarbonizzazione del settore rimane l'efficienza energetica. Il settore industriale è inoltre fortemente influenzato dal meccanismo ETS che agisce come leva di contenimento dei consumi nei settori *energy intensive*.

L'efficientamento dei processi termici industriali e la crescita della cogenerazione, anche utilizzando bioenergie, comportano una contrazione dei consumi di gas naturale. Si segnala inoltre la possibilità di sostituire una quota del gas naturale con il biometano.

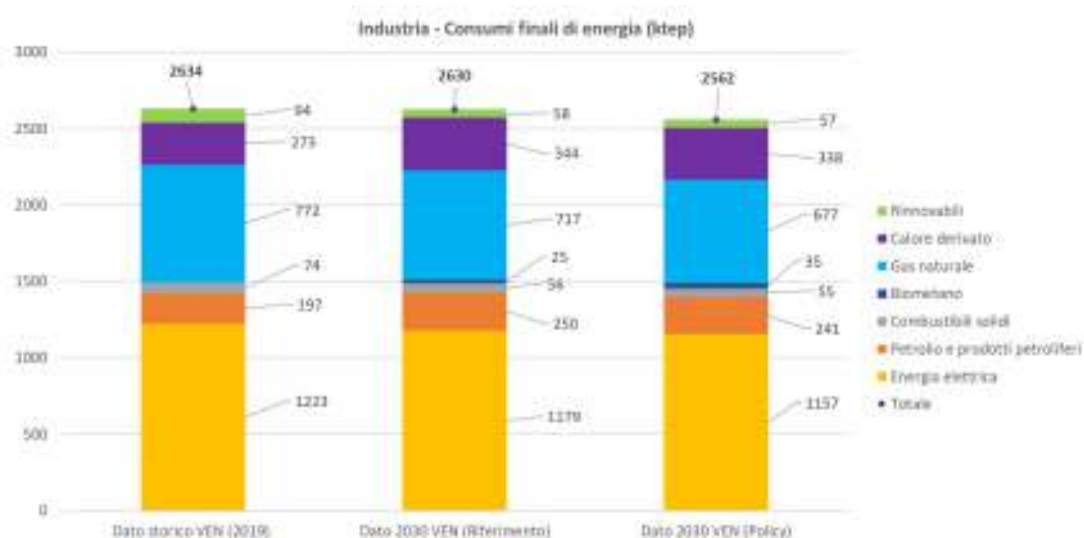


Figura 4.27 – Consumi finali del settore industria per fonte: confronto tra il dato storico 2019 e i risultati al 2030 degli scenari.

Focus sull'idrogeno

Lo sviluppo dell'idrogeno in Veneto è in parte trainato dagli obiettivi a livello nazionale ed europeo di diffusione di questo vettore energetico (componente di idrogeno verde nella quota FER), ma soprattutto si basa su progetti del PNRR, in particolare sui bandi relativi alla produzione di idrogeno e alla diffusione nel trasporto stradale. I progetti considerati nello scenario di Policy prevedono la realizzazione di un elettrolizzatore nell'area portuale di Marghera, un impianto di 10 MW per approvvigionare aziende del settore trasporto operanti a livello regionale, incluso il trasporto via acqua nella laguna di Venezia, e una serie di piccoli impianti collegati alle stazioni di rifornimento stradale di idrogeno.

La Tabella 4.17 mostra i consumi di idrogeno in Veneto al 2030 nei due scenari analizzati. Nello scenario di Riferimento compare solo l'idrogeno per la bioraffineria⁸⁰, prodotto interamente da *Steam Methan Reforming* (SMR) del gas naturale. La bioraffineria aumenta la sua produzione nello scenario di Policy grazie a un pieno sfruttamento della capacità produttiva; pertanto, aumenta il consumo di idrogeno del settore trasformazione rispetto al Riferimento (62,2 ktep nel Policy rispetto a 31,1 ktep).

L'idrogeno verde compare solo nello scenario di Policy. I consumi finali ammontano a 20 ktep, interamente allocati ai trasporti, e sono prodotti da elettrolizzatori. In questo scenario viene installato anche un elettrolizzatore dedicato alla produzione di idrogeno verde in area portuale di Marghera; pertanto, dei 62,2 ktep consumati, 3,6 ktep sono di idrogeno verde.

CONSUMI DI IDROGENO (ktep)		
	RIFERIMENTO (2030)	POLICY (2030)
Bioraffineria	31,12	62,24
Trasporti	0	20,00
Totale	31,12	82,24

Tabella 4.17 – Consumo di idrogeno in Veneto, confronto tra scenario di Riferimento e Policy al 2030.

La Tabella 4.18 mostra la produzione al 2030 di idrogeno da SMR e da Elettrolizzatori in Veneto nei due scenari. Per la produzione di idrogeno verde, nello scenario di Policy vengono installati 156 MW di elettrolizzatori, di cui 14 MW nell'area portuale di Marghera.

PRODUZIONE IDROGENO				
	RIFERIMENTO (2030)		POLICY (2030)	
	ktep	tonnellate	ktep	tonnellate
SMR per bioraffineria (H ₂ grigio)	31,12	10.857	58,65	20.464
Elettrolizzatori (H ₂ verde)	0	0	25,74	8.982
Totale	31,12	10.857	84,40	29.446

Tabella 4.18 – Produzione di idrogeno in Veneto, confronto tra scenario di Riferimento e Policy al 2030.

⁸⁰ Nella raffineria tradizionale fossile l'idrogeno viene prodotto e utilizzato direttamente all'interno del processo di raffinazione dei vari carburanti prodotti, mentre la bioraffineria necessita di un approvvigionamento esterno di idrogeno per i suoi processi produttivi.

Approfondimento sul sistema elettrico

Il bilancio elettrico al 2030

Il sistema elettrico della regione Veneto dipende in modo rilevante dall'import netto di energia elettrica. Nel 2019 la richiesta di energia elettrica della regione Veneto è soddisfatta, infatti, per il 52% dall'import di energia elettrica. Negli scenari al 2030 si prospetta una crescita della produzione regionale, sia con impianti termoelettrici (nuovi CCGT alimentati a gas naturale in sostituzione degli impianti a carbone) sia con impianti rinnovabili (soprattutto fotovoltaici).

Negli scenari 2030:

- la quota di import netto decresce fino a circa il 30% (30% nel Riferimento e 34% nel Policy);
- aumenta la produzione interna da gas naturale (nuovi CCGT di Marghera e Fusina);
- aumenta la quota di energia elettrica coperta da FER: dal valore storico del 26% si arriva al 33% nello scenario di Riferimento e al 43% in quello di Policy.

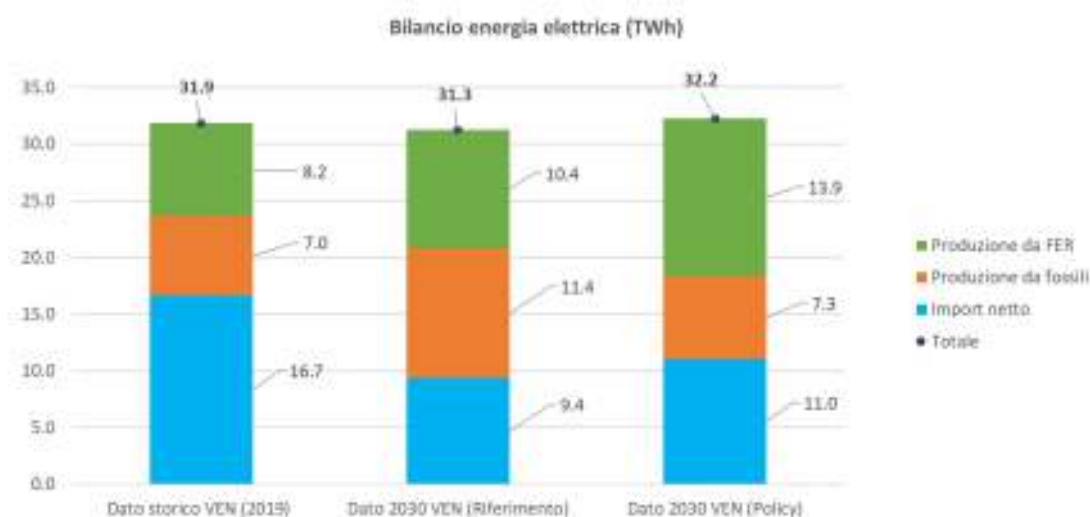


Figura 4.28 – Bilancio energia elettrica, dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.

Anche per la richiesta di energia elettrica è interessante vedere il confronto tra l'evoluzione regionale e quella delineata a livello con lo scenario nazionale PNIEC. Il dato storico del 2019 mostra come la richiesta di rete del Veneto sia pari a circa il 10% di quella nazionale. Il confronto evidenzia il ruolo importante dell'import netto di energia elettrica nella regione rispetto alla media nazionale (52% vs 12%). Sia lo scenario di Policy regionale che quello PNIEC regionale prospettano una riduzione dell'import di energia elettrica dall'esterno (34% vs 9%), a favore di una crescita della produzione interna.

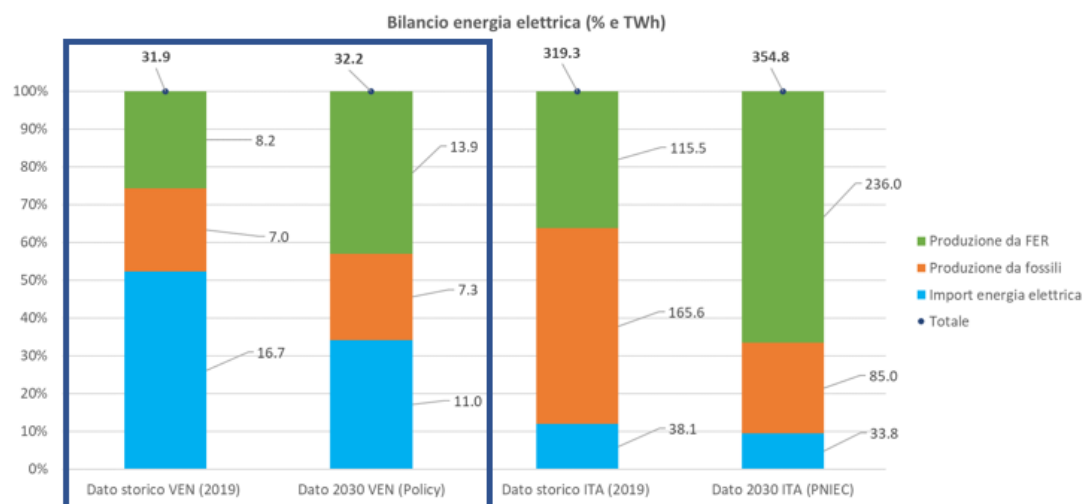


Figura 4.29 – Bilancio energia elettrica, dato storico 2019 e scenari 2030 VEN (Policy) e ITA (PNIEC).

Domanda di energia elettrica al 2030

La richiesta di energia elettrica sulla rete al 2030 risulta in leggera riduzione rispetto al valore storico del 2019. Nonostante una crescita del livello di elettrificazione, infatti, l'utilizzo di tecnologie più efficienti contiene la crescita dei consumi elettrici che sono comunque in ripresa rispetto al valore registrato nel 2020 (29,1 TWh).

Nello scenario di Policy, oltre ai consumi elettrici dei settori di uso finale, compaiono anche quelli di nuove tecnologie e processi del settore trasformazione non considerati nel Riferimento: circa 0,7 TWh di consumo elettrico dedicati sia ai processi di produzione di idrogeno (tecnologie Power-to-X) sia alla possibilità di integrare pompe di calore nelle reti di teleriscaldamento. Queste tecnologie potranno avere anche un ruolo importante nella gestione del sistema elettrico perché possono sfruttare le sovrapproduzioni di energia elettrica da parte delle FER andando a generare altri vettori quali idrogeno e calore.

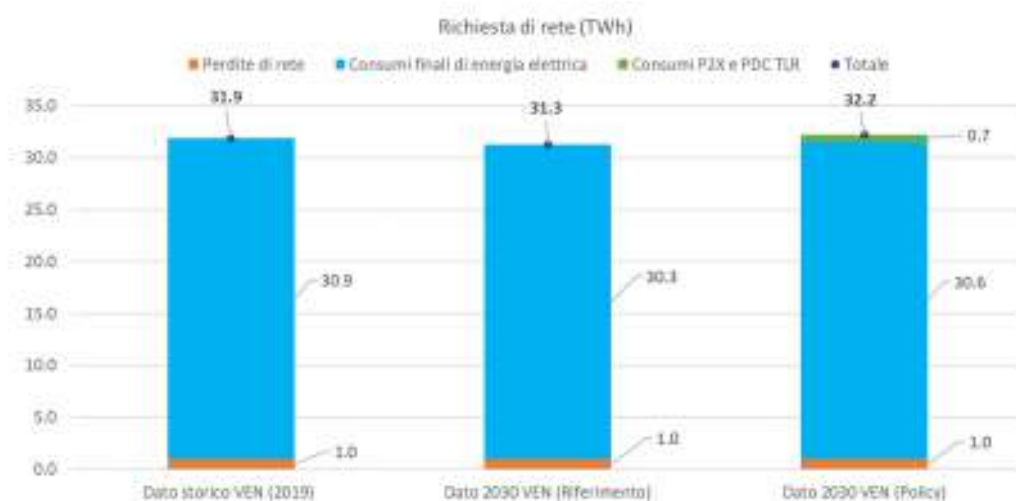


Figura 4.30 – Richiesta di rete: dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.

Analizzando i consumi finali di energia elettrica per settore (Figura 4.31) si evidenzia la crescita dell'elettrificazione (Tabella 4.19), in particolare nel settore terziario. Come già anticipato, la crescita dell'elettrificazione non comporta però una parallela crescita dei consumi, soprattutto nel settore terziario, perché gli obiettivi di efficienza energetica accelerano la sostituzione delle tecnologie più obsolete con altre molto più performanti. I rendimenti elevati delle nuove tecnologie installate permettono quindi di ridurre i consumi di energia elettrica nonostante una crescita del livello di elettrificazione. Anche nel settore trasporti si registra una crescita importante dell'elettrificazione, soprattutto nello scenario di policy, con un raddoppio del livello percentuale rispetto ai valori storici.

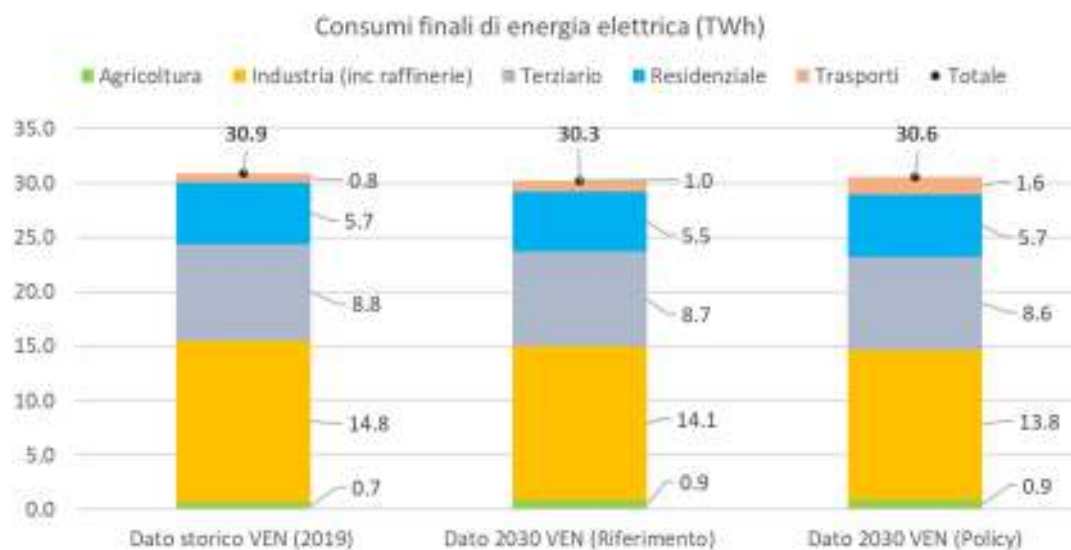


Figura 4.31 – Consumi finali elettrici: dettaglio per settore, dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.

Settore	Dato storico VEN (2019)	Dato 2030 VEN (Riferimento)	Dato 2030 VEN (Policy)
Industria	46%	45%	45%
Terziario	47%	49%	57%
Residenziale	14%	14%	15%
Agricoltura	26%	31%	31%
Trasporti	2%	3%	5%
Totale	23%	23%	26%

Tabella 4.19 – Elettificazione dei consumi finali, dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.

Offerta di energia elettrica al 2030

Il parco di generazione subisce una importante trasformazione al 2030 (Figura 4.32), abbandonando la generazione da carbone (*phase-out* nel 2025 come previsto nel PNIEC) e con un ricorso sempre maggiore alle fonti energetiche rinnovabili. Si evidenzia anche la crescita della generazione a gas naturale, con l'entrata in servizio dei nuovi CCGT di Marghera Levante e Fusina.

Nello scenario di Policy l'energia prodotta da fonti rinnovabili al 2030 raggiunge 13,9 TWh rispetto ai 10,4 TWh dello scenario di Riferimento. La crescita principale riguarda il fotovoltaico (+6,8 TWh rispetto al 2019) mentre decresce la produzione da idroelettrico, per effetto dei vincoli ambientali, oltre a quella da bioenergie, in particolare da biogas, per la conversione di una quota degli impianti per la produzione di biometano (Figura 4.33). Come per i consumi, anche i dati di produzione al 2030 si confrontano con gli storici del 2019. Nello scenario di Policy la riduzione della produzione idroelettrica è più limitata rispetto al Riferimento, questo è per effetto di interventi di rinnovamento infrastrutturale e di revamping sui grandi impianti che consentono un recupero parziale della produzione idroelettrica.

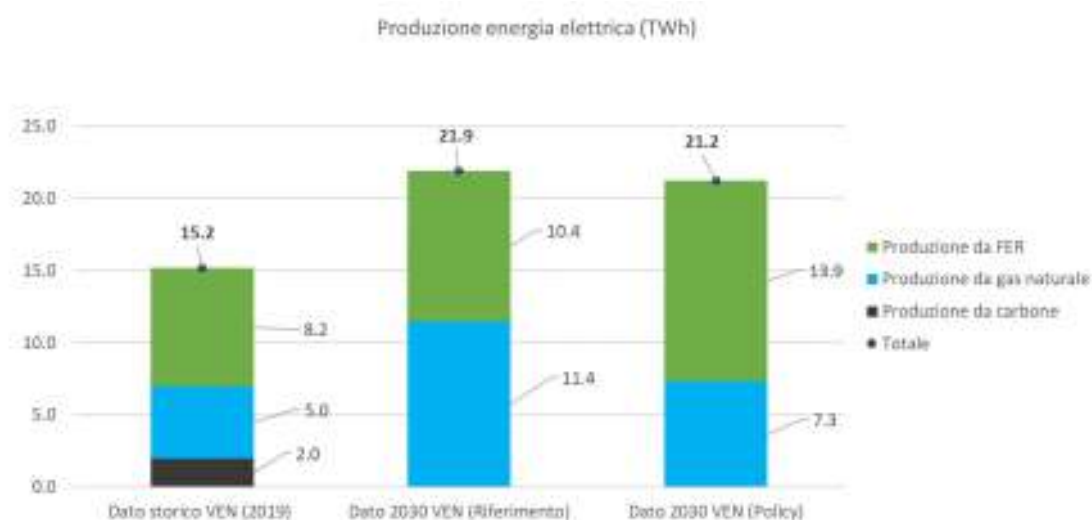


Figura 4.32 – Mix di generazione elettrica: dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.

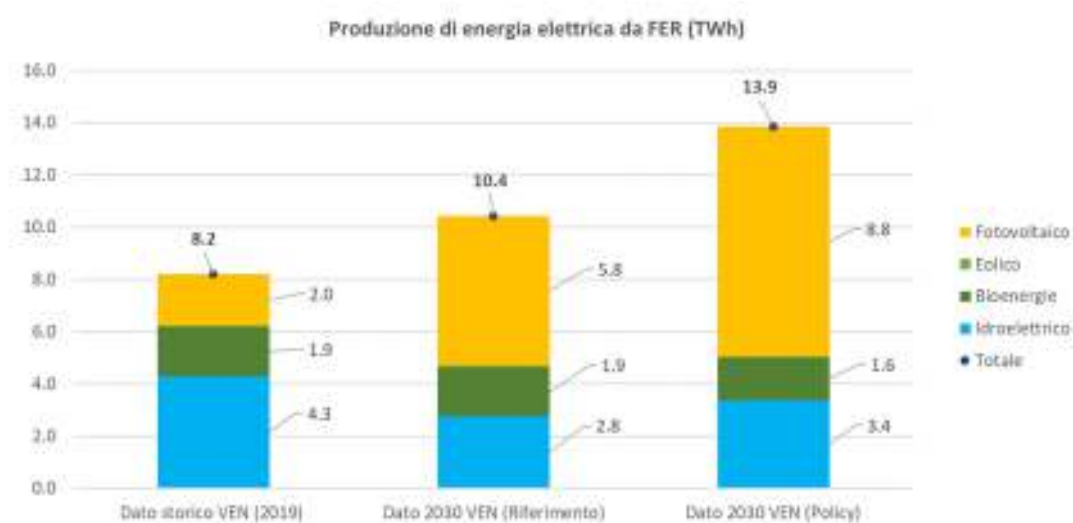


Figura 4.33 – Mix di generazione elettrica da FER: dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.

Per la produzione da FER è utile vedere il confronto tra lo scenario di Policy regionale e lo scenario nazionale PNIEC. La produzione di energia da FER del Veneto è pari a circa il 7% di quella nazionale e la fonte principale del mix è l'idroelettrico, analogamente al mix nazionale, anche se con una quota superiore (52% vs 41%). Come già visto in Figura 4.6 il mix cambia decisamente al 2030. Nello scenario di Policy regionale la fonte FER principale diventa il FV con una quota del 64%. Anche nello scenario di Policy nazionale la fonte FER principale diventa il FV con una quota del 45%, seguita dall'eolico con il 27%.

È auspicabile che sia portata in esercizio anche una capacità eolica off-shore in linea con il potenziale regionale.

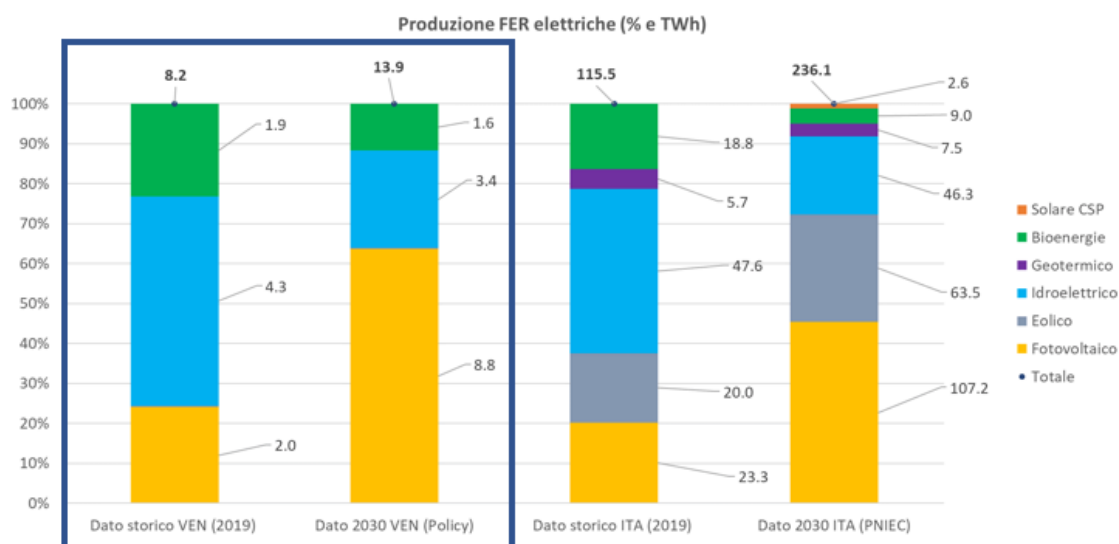


Figura 4.34 – Mix di generazione elettrica da FER: dato storico 2019 e scenari 2030 VEN (Policy) e ITA (PNIEC).

In termini di capacità installata (Figura 4.35), i futuri investimenti in generazione elettrica si concentrano principalmente sul fotovoltaico. Il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, assieme alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di questa tecnologia, la cui capacità dovrebbe quadruplicare entro il 2030 per centrare gli obiettivi indicati dalla bozza del DM Aree Idonee.

Per queste fonti si tratta non solo di stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering degli impianti e sfruttando la potenzialità ancora inespressa del Veneto. Si predilige l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc., ma sono comunque necessari anche grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però aree idonee, non destinate ad altri usi.

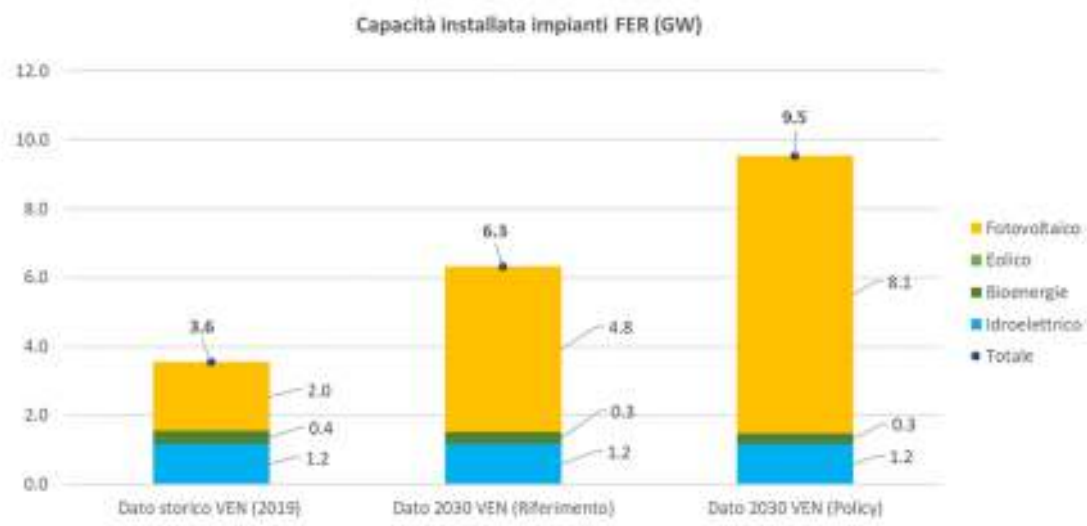


Figura 4.35 – Evoluzione delle capacità di generazione da FER: dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.

Come per la produzione, anche per la capacità installata è utile vedere il confronto tra lo scenario di Policy regionale e lo scenario nazionale PNIEC. La capacità di impianti FER del Veneto è pari a circa il 6% di quella nazionale. La fonte principale del mix regionale, in termini di capacità, è il FV così come nel mix nazionale anche se con una quota superiore (56% vs 38%). Nello scenario di Policy regionale la fonte FER principale resta il FV con una crescita rilevante (dal 56% all'84%). Anche nello scenario di Policy nazionale la fonte FER principale resta il FV con una quota del 60%, seguita dall'eolico con il 21%.

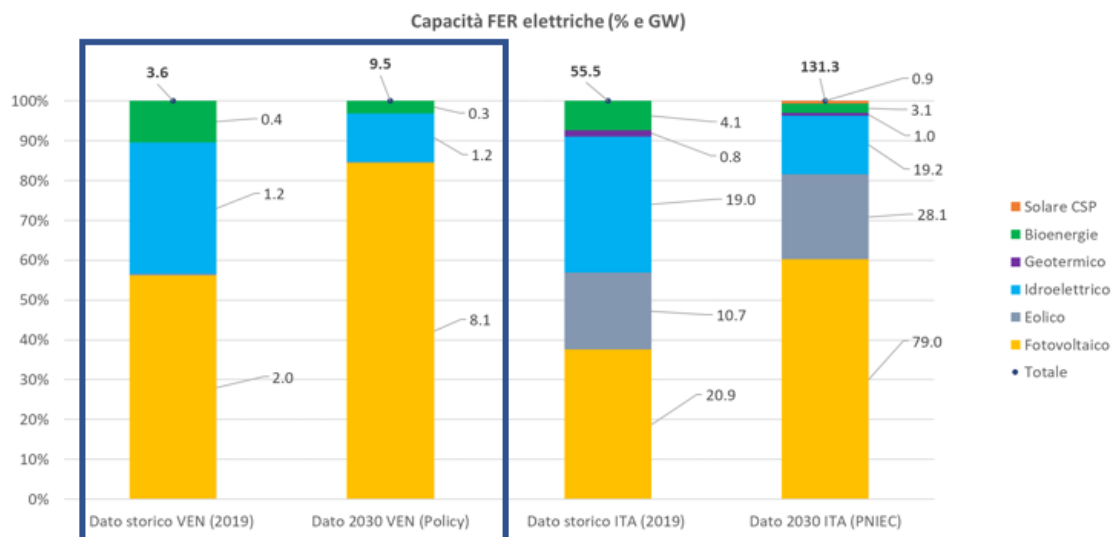


Figura 4.36 – Evoluzione delle capacità di generazione da FER: dato storico 2019 e scenari 2030 VEN (Policy) e ITA (PNIEC).

Un indicatore interessante è dato dalla capacità FER specifica installata per abitante in Veneto e in Italia. Nel 2019, la capacità installata pro-capite di FER elettriche nel Veneto è pari a 796 W/abitante (il 14% inferiore alla media nazionale). La capacità installata pro-capite di FV è invece superiore alla media nazionale (448 vs 349 W/abitante). Al 2030, la capacità installata pro-capite di FER in Veneto sale a 1977 W/abitante (2,5 volte superiore al dato storico 2019). Lo stesso andamento si registra a livello nazionale con la capacità installata pro-capite che sale a 2190 W/abitante (2,4 volte superiore al dato storico 2019).

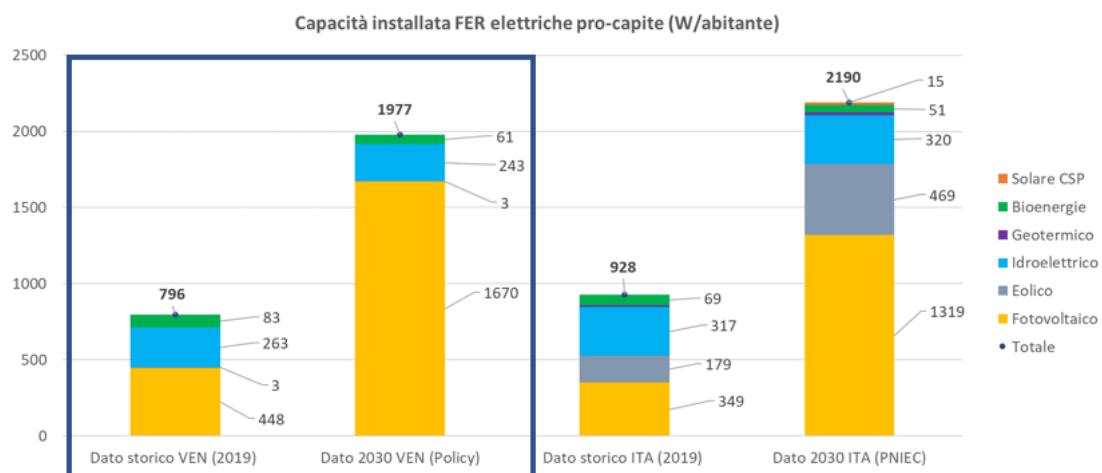


Figura 4.37 – Evoluzione delle capacità specifica pro-capite di generazione da FER: dato storico 2019 e scenari 2030 VEN (Policy) e ITA (PNIEC).

Il ruolo delle FER termiche

Dal monitoraggio SIMERI del GSE, nel 2019 in Veneto la quota principale di FER termiche è rappresentata dalle bioenergie, seguite dal calore ambientale delle pompe di calore (PdC). È invece allo stato marginale il contributo del solare termico e della geotermia.

Negli scenari 2030:

- aumenta la quota di calore ambientale da PdC: dal valore storico di 474 ktep si arriva a circa 700 ktep nello scenario di Riferimento e circa 860 ktep in quello di Policy;
- aumenta la quota da bioenergie per la crescita del teleriscaldamento e l'utilizzo del biometano;
- la quota FER termiche cresce notevolmente dal valore storico del 13% al 30% nello scenario di riferimento e al 37% in quello di Policy non solo per l'aumento dei consumi rinnovabili, ma anche per la contemporanea diminuzione dei consumi totali (già illustrati al paragrafo *Consumi energetici primari e finali*).

Anche a livello nazionale, lo scenario PNIEC prospetta una crescita generale delle FER termiche e in particolare delle PdC. Lo scenario di Policy regionale riguarda lo stesso risultato di quello nazionale in termini di % di FER termiche.



Figura 4.38 – FER termiche in Veneto, dato storico 2019 e scenari 2030 Riferimento e Policy.



Figura 4.39 – FER termiche in Veneto, dato storico 2019 e scenari 2030 VEN (Policy) e ITA (PNIEC).

Si intende riconoscere alla geotermia un ruolo importante nella diversificazione delle fonti rinnovabili in Veneto, data la sua capacità di garantire una produzione costante e a basso impatto territoriale, anche mediante l'individuazione di aree vocate allo sfruttamento della geotermia a bassa e media entalpia, con particolare attenzione ai distretti industriali e ai sistemi di teleriscaldamento urbano.

In questa prospettiva la Regione promuove, anche attraverso specifici incentivi, la realizzazione di impianti geotermici e progetti pilota in collaborazione con enti di ricerca e imprese locali.

L'evoluzione delle emissioni

Come indicato nel paragrafo *Vincoli di sistema: emissioni di CO₂ ed efficienza energetica*, i due scenari regionali al 2030 sono sottoposti a vincoli di riduzione delle emissioni di CO₂ sia per i settori ETS sia per i settori non-ETS:

- target ETS: -41% nello scenario di Riferimento -65% nello scenario di Policy;
- target non-ETS: -24% nello scenario di Riferimento -37% nello scenario di Policy.

Per il settore ETS, il vincolo risulta stringente solo nello scenario di Policy, poiché nello scenario di Riferimento, la traiettoria di evoluzione del sistema energetico ha come conseguenza il contenimento delle emissioni all'interno del vincolo imposto. Questa condizione è legata principalmente all'effetto dell'abbandono della generazione a carbone e dell'incremento delle FER (già presente nello scenario di Riferimento anche se in misura minore rispetto a quello di Policy), che permettono di ottenere livelli emissivi inferiori ai target imposti. Nello scenario di Policy, invece, l'obiettivo incrementale di riduzione delle emissioni risulta più sfidante e il sistema evolve quindi in una configurazione che permette di rispettare questo vincolo.

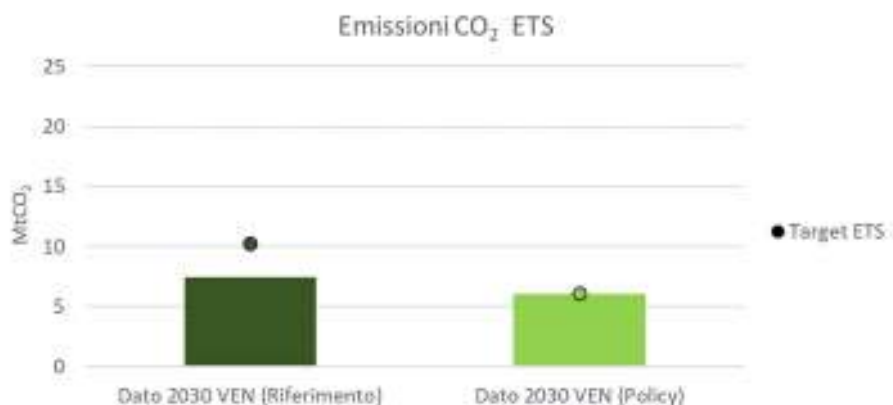


Figura 4.40 – Emissioni di CO₂ ETS al 2030 negli scenari di Riferimento e Policy.

Per i settori non-ETS invece è più difficile andare a ridurre le emissioni e il vincolo risulta stringente in entrambi gli scenari analizzati. Il livello delle emissioni 2030 coincide infatti con il limite massimo inserito.

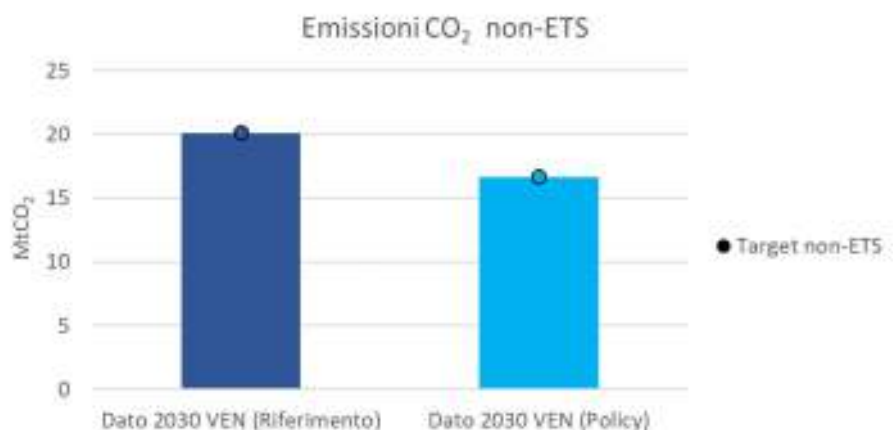


Figura 4.41 – Emissioni di CO₂ non-ETS al 2030 negli scenari di Riferimento e Policy.

Analizzando la composizione settoriale delle emissioni non-ETS si può valutare lo sforzo dei diversi settori al raggiungimento dell'obiettivo. Rispetto ai valori emissivi dello scenario di riferimento, i settori

che contribuiscono maggiormente sono il civile e i trasporti, con una riduzione del 20%, seguiti dal settore industriale con l'11%. Più marginale il ruolo dell'agricoltura limitato al 2%.

Nel settore dei trasporti la riduzione delle emissioni è dovuta a molteplici fattori: l'elettrificazione del trasporto privato, la penetrazione di biocarburanti, nonché ad azioni di riduzione della domanda di mobilità e di shift modale della domanda di trasporto per passeggeri e merci.

Nel settore civile la diminuzione delle emissioni è guidata dalla ristrutturazione degli edifici, dal costante efficientamento delle tecnologie e dalla progressiva elettrificazione del settore, soprattutto grazie alla rilevante penetrazione di pompe di calore.

Una più modesta contrazione delle emissioni si registra invece nel settore industriale; per questo settore si sono già verificate delle riduzioni consistenti in parte dovute alla crisi economica e in parte all'incremento di efficienza dei processi produttivi.

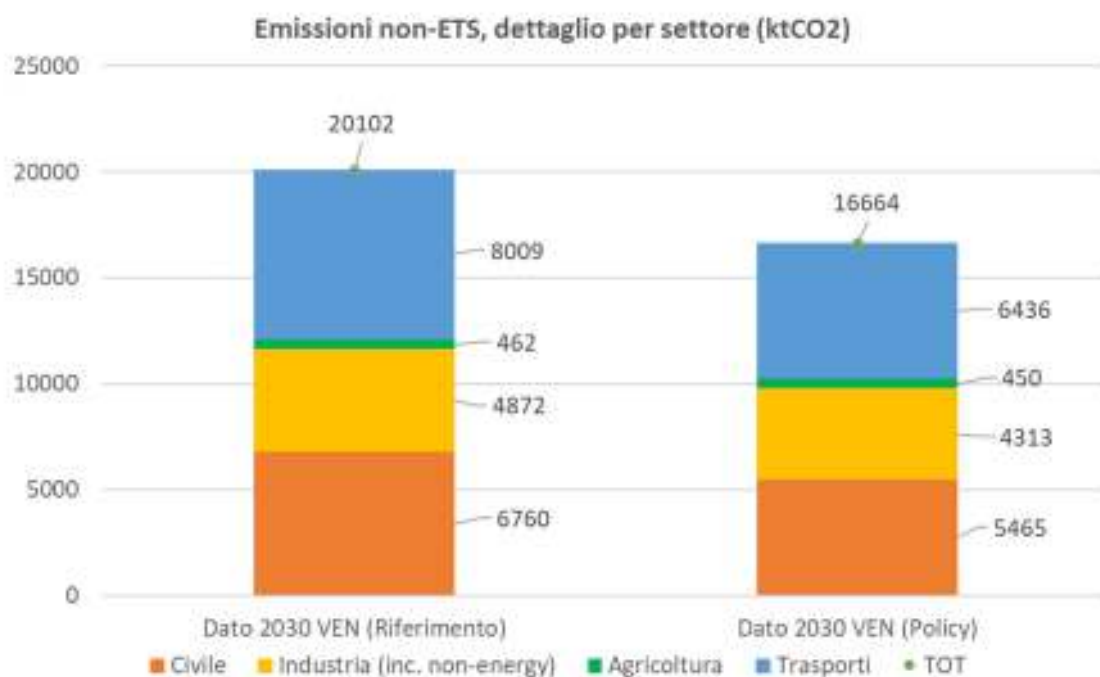


Figura 4.42 – Emissioni non-ETS, dettaglio per settore - 2030 scenari di Riferimento e Policy.

Conclusioni

Lo scopo degli scenari di Riferimento e di Policy fino a qui esposti è quello di analizzare gli impatti sul sistema energetico della regione Veneto derivanti dall'applicazione di obiettivi di decarbonizzazione, in modo da fornire un supporto alle attività di pianificazione energetica regionale di medio e lungo termine.

Il processo di decarbonizzazione è caratterizzato da molteplici fattori e incertezze che rendono difficile individuare un'evoluzione univoca del sistema stesso, soprattutto con orizzonti temporali di medio-lungo termine. L'analisi di scenario permette di selezionare, tra i tanti possibili, il percorso caratterizzato dai minori costi, nel rispetto dei vincoli imposti per raggiungere un determinato obiettivo di "decarbonizzazione". Questo approccio permette di identificare le principali azioni, obiettivi e settori con maggiori potenzialità per interventi di decarbonizzazione e di fornire indicazioni sui bisogni infrastrutturali e tecnologici.

L'analisi di scenario consente ai decisori politici di orientarsi attraverso questa estrema complessità e incertezza grazie a una valutazione quantitativa degli impatti di obiettivi e politiche energetico-ambientali e, grazie all'evidenza di eventuali sovrapposizioni, individuando i settori di intervento più promettenti, i bisogni infrastrutturali e tecnologici.

Osservando i risultati dello studio, l'introduzione di obiettivi sfidanti di decarbonizzazione porta ad una configurazione del sistema energetico regionale al 2030 che richiede sforzi importanti sia lato produzione sia lato consumo di energia.

Gli obiettivi principali che guidano l'evoluzione del sistema energetico regionale sono i target relativi alla riduzione delle emissioni e all'efficienza energetica.

Per i settori coperti dal sistema ETS - il termoelettrico e l'industria energivora - le misure attualmente vigenti appaiono efficaci grazie soprattutto all'incremento di rinnovabili nel mix di generazione elettrica, alle quali si aggiunge il phase-out dal carbone.

Per i settori inclusi nel Regolamento Effort Sharing (settori non-ETS) gli obiettivi di riduzione risultano invece molto più impegnativi e sfidanti. Visto il ruolo cruciale dei trasporti e del civile per la riduzione delle emissioni del settore non-ETS, risulta evidente la necessità di adottare politiche e misure aggiuntive finalizzate a conseguire una maggior efficienza energetica negli edifici, nonché a ridurre la domanda di mobilità e a favorire la diffusione di veicoli più efficienti e a basse emissioni. Nell'ambito del settore dei trasporti occorrerà incentivare inoltre misure tese a trasferire gli spostamenti dell'utenza dal trasporto privato a quello pubblico attraverso lo shift modale. Inoltre, anche per il trasporto acquedotto, a partire da quello pubblico, si dovranno mettere in atto politiche che favoriscano la conversione dei mezzi a combustione fossile con mezzi sostenibili (a idrogeno o elettrico), anche allo scopo di diminuire l'impatto ambientale, in primis atmosferico e acustico, degli stessi.

Per conseguire un incremento nel risparmio sui consumi finali di energia del settore civile si dovranno potenziare le politiche e le misure per promuovere l'efficienza energetica, identificando opportuni strumenti per il coinvolgimento dei privati e del settore pubblico nella riqualificazione del parco edilizio esistente. Per la regione Veneto contenere i consumi del settore civile è fondamentale, dato il peso di questi consumi sul totale dei consumi regionali per le esigenze di climatizzazione invernale ed estiva degli edifici.

Per quanto riguarda la climatizzazione degli edifici, sarà fondamentale sfruttare appieno il potenziale di riduzione dei consumi offerto dalle pompe di calore come sistema principale di riscaldamento, da installare sia in corrispondenza di riqualificazioni profonde degli edifici, sia ad integrazione dei sistemi di distribuzione del calore vigenti. Lo sviluppo delle pompe di calore e dell'elettificazione degli altri usi potrà inoltre essere favorito dalla crescente diffusione di impianti fotovoltaici installati sugli edifici.

Un ruolo rilevante sarà richiesto al settore pubblico, per il quale sarà necessario prevedere uno specifico piano di efficientamento del parco immobiliare e di riduzione dei consumi energetici. Lo scenario di policy, infatti, prevede il conseguimento dei target della EED III in materia di riqualificazione degli edifici pubblici (3% annuo) e di riduzione dei consumi della pubblica amministrazione (1,9% annuo). Oltre al settore pubblico sarà importante aggiornare le misure esistenti per includere la promozione dell'efficienza

energetica negli edifici del settore privato, su cui vi è un potenziale di risparmio ancora non adeguatamente sfruttato, puntando ad eguagliare il miglioramento delle prestazioni assunto per il settore pubblico in linea con la direttiva EED III.

Anche la scelta (a livello nazionale) di abbandonare il carbone a favore di un mix energetico basato principalmente su rinnovabili e gas naturale determina un impatto positivo sulla decarbonizzazione della produzione elettrica, sia nazionale, sia a livello regionale.

Le energie rinnovabili, in particolare, occupano un ruolo di primo piano nella politica energetica nazionale e regionale. L'Italia intende continuare a promuoverne lo sviluppo, accelerando la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili tale da comportare anche una riduzione delle importazioni. Questo approccio si riflette anche negli scenari regionali caratterizzati da una crescita delle rinnovabili sia elettriche sia termiche.

In termini di tecnologie elettriche, negli scenari regionali il ruolo principale è affidato al fotovoltaico. Gli impianti di dimensioni contenute sono promossi attraverso varie linee di azione, quali ad esempio lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo singolo o collettivo, fino a misure di natura fiscale correlate alle installazioni di piccoli impianti. Per gli impianti di dimensioni maggiori sarà necessario sviluppare strumenti adeguati quali ad esempio i Power Purchase Agreements (PPA) tra privati, nel solco del PNIEC, che li considera uno strumento utile a promuovere i nuovi investimenti in capacità di produzione da fonte rinnovabile e, in particolare, a favorire la decarbonizzazione dei consumi energetici dei grandi consumatori industriali. Tale strumento di contrattualizzazione a medio-lungo termine, consente infatti, in relazione all'energia elettrica oggetto del contratto, di stabilizzare il prezzo nel tempo, assicurando al produttore flussi di ricavi stabili nel medio-lungo periodo (necessari a garantire la bancabilità del progetto) e al consumatore una protezione contro la volatilità dei prezzi dei mercati spot. Per la loro complessità e onerosità, tale strumento non appare attualmente adatto all'estensione ai piccoli consumatori, ma il PNIEC prevede una serie di azioni di semplificazioni, per permettere l'accesso ai vantaggi del PPA anche a questa fascia di utenti.

A livello nazionale sono inoltre previste misure specifiche per sostenere impianti basati su tecnologie innovative, così come per il potenziamento delle produzioni di impianti esistenti. Sarà inoltre necessario proseguire il percorso di semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative per lo sviluppo delle rinnovabili a tutti i livelli, in questo tema si colloca l'individuazione delle aree idonee di concerto con tra Stato e Regioni, attraverso un percorso di condivisione e ripartizione degli obiettivi su scala territoriale.

Per quanto riguarda il settore delle rinnovabili termiche, gli strumenti di promozione continueranno ad essere coordinati con le molteplici misure previste per l'efficienza energetica, in particolare per gli edifici. Oltre a ciò, altre misure che supportano le rinnovabili termiche sono ad esempio l'obbligo di integrazione delle FER termiche negli edifici, la promozione del teleriscaldamento e l'obbligo di fornitura di calore rinnovabile.

Nel settore termico sarà inoltre importante il ruolo del biometano per ridurre la necessità di utilizzare il gas naturale che attualmente è la fonte principale del mix regionale per gli usi termici e collaborare con le amministrazioni comunali per sostenere la costruzione di reti di teleriscaldamento, anche per l'utilizzo della fonte geotermica.

Nel settore trasporti negli scenari 2030 si può notare un maggior ricorso sia ai green fuel sia all'energia elettrica, soprattutto a discapito dei prodotti petroliferi. La quota più rilevante è data dai biocarburanti liquidi, soprattutto biodiesel e HVO diesel, ma con un contributo anche di etanolo e bioGPL. La diffusione di HVO diesel è favorita inoltre dalla presenza di una bioraffineria nella Regione. Anche nel settore trasporti troveranno spazio combustibili come il biometano e l'idrogeno, spinti dagli investimenti del PNRR. L'elettrificazione del settore è fondamentale per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, sia in termini di riduzione delle emissioni sia in termini di efficienza e riduzione dei consumi finali. Importante quindi prevedere a livello nazionale e locale delle misure per favorire e accelerare la diffusione dei veicoli elettrici, in particolare le auto. Altro contributo rilevante è dato dalle politiche di riduzione della mobilità, soprattutto privata, e di shift modale.

Gli interventi nel settore delle infrastrutture energetiche sono fondamentali per sostenere lo sviluppo economico, garantire la sicurezza energetica e raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Questo settore include una vasta gamma di attività, da attuare in stretta sinergia e coordinamento, tra cui la trasmissione, la distribuzione e l'accumulo di energia. Raggiungere gli obiettivi 2030 di decarbonizzazione richiede una forte crescita della generazione distribuita e una spinta all'elettrificazione dei consumi connessi alle reti di distribuzione. Proprio per integrare l'evoluzione e la trasformazione dei sistemi di generazione e di consumo, sarà necessario potenziare le reti sia con interventi di sviluppo tradizionali (es. rinforzo di linee), sia con l'adozione di sistemi di controllo avanzati in ottica Smart Grid che garantiscano la stabilità e la flessibilità dell'intero sistema.

Per sostenere gli scenari fino a qui ipotizzati, risulta necessario prendere in considerazione le condizioni che possono sostenere il perseguimento degli obiettivi del Piano, con particolare attenzione alle tecnologie necessarie alla transizione energetica.

Se da un lato, infatti è necessario avere a disposizione più energia rinnovabile, utilizzando sistemi di accumulo che permettano di ovviare alla non programmabilità della fonte solare o che abilitino l'utilizzo di vettori energetici differenti (come l'idrogeno), dall'altro è necessario puntare al reperimento delle materie prime critiche necessarie alla transizione energetica e, parallelamente, alla ricerca e allo sviluppo di tecnologie che permettano di ridurre la quantità di materiali impiegati.

In tal senso, il 18 marzo 2024, il Consiglio dell'Unione europea, prevedendo un aumento esponenziale di tali materiali, ha adottato il regolamento sulle materie prime critiche, che, dopo la firma del presidente del Parlamento europeo e del Presidente del Consiglio, entra in vigore dopo 20 giorni dalla pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'UE.

Questo regolamento introduce scadenze chiare per le procedure di autorizzazione per i progetti di estrazione dell'UE, consente alla Commissione e agli Stati membri di riconoscere un progetto come strategico, richiede valutazioni del rischio della catena di approvvigionamento, impone agli Stati membri di disporre di piani nazionali di esplorazione e garantisce l'accesso dell'UE alle materie prime critiche e strategiche attraverso parametri di riferimento ambiziosi in materia di estrazione, trasformazione, riciclaggio e diversificazione delle fonti di importazione. La Regione si adopererà di conseguenza per consentire alle imprese venete di beneficiare in massimo grado delle misure introdotte dal Clean Industrial Act COM (2025) 85 final.

A livello nazionale, già da gennaio 2021, è stato istituito il Tavolo tecnico materie prime critiche, proprio per rafforzare il coordinamento tra i vari soggetti coinvolti sull'argomento, potenziare le progettualità sul tema delle materie prime critiche in termini di sostenibilità degli approvvigionamenti e di circolarità e contribuire alla creazione di condizioni normative e di mercato volte ad assicurare un approvvigionamento sicuro e sostenibile di tali materiali.

A livello locale, anche sfruttando l'efficienza del sistema di gestione dei rifiuti veneto, si intende recuperare materie prime critiche tramite il processo di "urban mining", in modo da favorire la creazione di filiere locali del sapere e del valore, puntando quindi sulla valorizzazione di tali materie recuperate nell'ottica di circolarità che non veda coinvolto il solo modo produttivo ma anche, se con un ruolo centrale, anche quello della ricerca.

Il raggiungimento di una progressiva indipendenza nella disponibilità di materie prime e il "reshoring" (cioè il riportare la produzione nel paese d'origine) di attività ritenute strategiche per la regione, risultano essere alla base di tutta la filiera della transizione ecologica⁸¹ e dell'energia green.⁸²

⁸¹ In tal senso, si segnala che la Regione già mette in campo attività finalizzate a ricondurre sul territorio produzioni strategiche per la transizione energetica, precedentemente svolte fuori Italia e anche fuori Europa, al fine di favorire la creazione di filiere specializzate e di valore aggiunto anche in termini di competenze e di occupazione sul territorio.

⁸² Si rimanda ai link https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=OJ:L_202401252 e <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/critical-raw-materials>

Il modello TIMES-Veneto

TIMES-Veneto è un modello bottom-up tecnico economico di ottimizzazione intertemporale che minimizza i costi totali per il sistema energetico della Regione Veneto.

Il modello si basa sul generatore di modelli TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) sviluppato all'interno del programma ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program) della IEA (International Energy Agency). Secondo la sua definizione, TIMES è “un generatore di modelli economici per sistemi energetici locali, nazionali e multiregionali che fornisce una base tecnologica per la valutazione delle dinamiche energetiche su un orizzonte temporale multi-periodo di lungo termine”.

La soluzione tiene conto di vincoli tecnici, politici e ambientali e permette di pianificare l'evoluzione del sistema energetico tenendo conto di un elevato dettaglio tecnologico e d'interazione tra i diversi settori. La soluzione di equilibrio è calcolata utilizzando tecniche di Programmazione Lineare tramite GAMS (General Algebraic Modeling System) e risolto con solutori di programmazione lineare.

La funzione obiettivo minimizza il costo globale (più precisamente alla minima perdita di surplus) necessario per fornire una data quantità di servizi energetici. Le quantità e i prezzi delle commodity sono in equilibrio, cioè in ogni periodo di tempo sono tali che i fornitori producono esattamente le quantità richieste dai consumatori.

Nell'approccio sistemico, alla base del modello e degli scenari, nessuna tecnologia lavora “in isolamento”, ovvero in maniera indipendente dalle altre. A partire da input esogeni demografici e macroeconomici (es. evoluzione della popolazione, prezzi energetici, domanda di spostamento, stili di vita, ecc.) è in grado di determinare la combinazione ottimale, ovvero di minimo costo per il sistema, di fonti e tecnologie energetiche che possono soddisfare una domanda prefissata di servizi energetici (riscaldamento/raffrescamento, calore di processo, forza motrice, illuminazione, etc.) che si evolve nel tempo. L'ottimizzazione è, naturalmente, vincolata dalla disponibilità di alcune risorse (potenziali tecnici, capacità delle infrastrutture di importazione, risorse naturali, etc.) i cui limiti vengono specificati ex-ante.

Oltre ai settori della raffinazione e di trasformazione dell'energia, TIMES-Veneto considera 5 settori di uso finale (agricoltura, industria, residenziale, terziario, trasporti) per un totale di oltre 50 richieste di servizi energetici.

Le interazioni tra vettori energetici e tecnologie nel modello sono schematizzate in Figura 4.43.

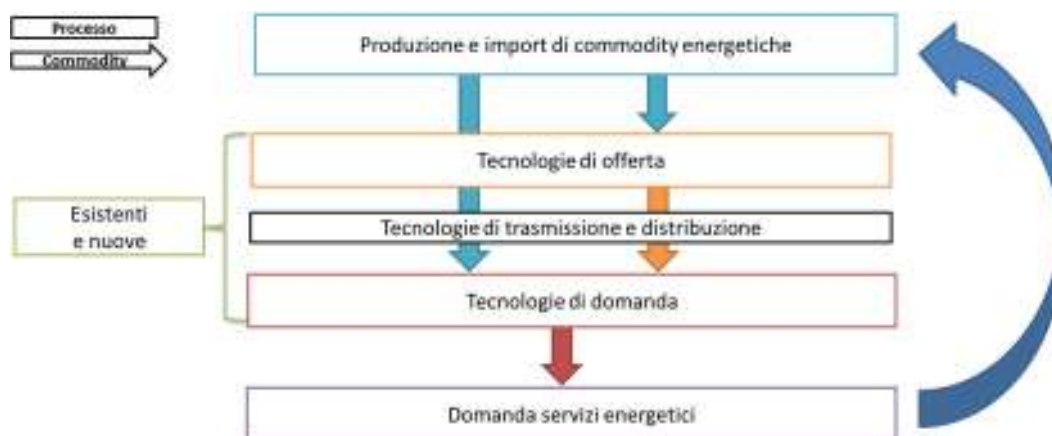


Figura 4.43 – Reference Energy System nel modello TIMES-Veneto.

Le tabelle che seguono schematizzano le principali caratteristiche generali e settoriali del modello TIMES_Veneto di RSE.

Periodo di simulazione	2015 – 2050
Dettaglio temporale	12 time slices (4 stagioni x 3 intervalli infragiornalieri: notte, giorno, picco)
Dettaglio geografico	1 nodo = Regione Veneto
Perimetro di analisi	Intero sistema energetico inclusi: - combustioni e processi industriali (es. CO₂ da decarbonatazione cemento) - utilizzi non energetici dei combustibili - viaggi marittimi e aerei limitatamente alle tratte nazionali. Analizzate solo le emissioni di CO₂ (esclusi altri GHG e altri settori non-energy)

Tabella 4.20 – Caratteristiche generali del modello TIMES-Veneto (RSE).

Settore elettrico	
Rappresentazione rete T&D	aggregata a livello regionale – modellate le perdite di rete considerando tre livelli di tensione (AT, MT e BT)
Parco impianti di generazione	dettaglio per singolo impianto (es. singolo CCGT) e/o aggregato di impianti (es. aggregato impianti FV)
Raffinazione	Modellata la bioraffineria di Venezia

Tabella 4.21 – Dettaglio dei settori di raffinazione e trasformazione dell'energia nel modello TIMES-Veneto (RSE).

Settori industriali	
	Industria estrattiva Industria manifatturiera: Siderurgia, Metalli non ferrosi, Materiali da costruzione, Vetro e ceramica, Cartaria, Alimentare, Tessile e abbigliamento, Meccanica, Costruzioni, Chimica e petrolchimica, Altre manifatturiere) Distinzione fra industria ETS/non-ETS
Settore residenziale	
Tipologie abitative	Edifici Ante 2001 < 8 appartamenti Edifici Ante 2001 > 8 appartamenti Edifici 2001-2015 < 8 appartamenti Edifici 2001-2015 > 8 appartamenti Edifici nuovi o ristrutturati post 2015 (3 livelli di efficienza)
Servizi energetici	Riscaldamento, acqua calda sanitaria, cottura, raffrescamento, illuminazione, frigoriferi, congelatore, lavaggio biancheria, asciugatura biancheria, lavaggio stoviglie, entertainment, servizi per la casa, servizi generali edifici.
Settore terziario	
Servizi energetici	Riscaldamento, ACS, cottura, raffrescamento, illuminazione, refrigerazione, apparecchiature uffici, altri servizi elettrici
Settore trasporti	
Mobilità merci	veicoli leggeri/medi/pesanti, treni, navi
Mobilità passeggeri	auto, moto, autobus TPL, autobus (altri), treni passeggeri, navi, aerei
Settore agricoltura	
	Solo consumi energetici (es. trattori, macchinari, ecc.)

Tabella 4.22 – Dettaglio delle domande di servizi energetici nei settori finali nel modello TIMES-Veneto (RSE).

POSSIBILI TRAIETTORIE DI RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI SULLA NUOVA POTENZA DA FONTE RINNOVABILE

Al fine di valutare le potenzialità inesprese del territorio veneto rispetto allo sfruttamento della fonte solare per produzione di energia elettrica per via fotovoltaica, è stato necessario tracciare delle traiettorie possibili di sviluppo.⁸³

L’obiettivo di ogni ipotesi traiettoria sviluppata è sempre il medesimo, vale a dire il raggiungimento degli obiettivi che la bozza del DM aree idonee così come anticipato assegna al Veneto rispetto alla nuova potenza elettrica da installare tra il 2023 e il 2030⁸⁴.

Le traiettorie ricavate dalle presenti elaborazioni sono finalizzate esclusivamente ad una prima e sommaria valutazione dell’entità degli interventi da realizzare per raggiungere l’obiettivo fissato per il Veneto dal DM Aree idonee. La loro definizione è stata ottenuta come sviluppo di una serie di cinque particolari casi studio e ognuna ha portato ad una particolare combinazione di aree utilizzate per raggiungere la potenza obiettivo.

La scelta dei casi studio è stata finalizzata alla sola elaborazione degli scenari, e non intende rappresentare tendenze in atto o in sviluppo, né tanto meno un effetto di azioni già in atto o in fase di definizione: è evidente che, al variare delle impostazioni alla base di ogni caso studio, le traiettorie tracciate possono differire anche in modo significativo.

In ogni caso, con questa impostazione è stato possibile rappresentare l’impegno da mettere in atto per raggiungere il succitato obiettivo di potenza, valutando al contempo l’estensione del territorio necessario per permettere l’installazione della nuova potenza di generazione di energia elettrica da FER.

Anno	Nuova potenza obiettivo da bozza decreto MASE [MW]
2022	0
2023	569
2024	1.052
2025	1.548
2026	2.129
2027	2.813
2028	3.620
2029	4.576
2030	5.763

Tabella 5.1 - Obiettivo di potenza per anno fissato dal DM Aree idonee

⁸³ In considerazione dell’ampiezza del territorio veneto bagnato dall’Adriatico sono di interesse ricerche scientifico/applicative per ricavare energia maremotrice: dalle onde, dalle correnti marine, talassotermica e osmotica.

⁸⁴ Come già anticipato, in data 2/7/2024 è stato pubblicato in G.U. il decreto interministeriale 21/6/2024, avente ad oggetto “Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili”. Circa lo scostamento tra il target formalmente assegnato alla Regione Veneto al 2030 (5.828 MW) e il target previsto nella bozza di DM e considerato per le elaborazioni di Piano (5.763 MW), valutato sia il fatto che l’arco temporale di ripartizione del target complessivo non appare il medesimo (dal 2023 al 2030 nella bozza di DM e dal 2021 al 2030 nel DM pubblicato) e che lo scostamento complessivo appare minimo (1%) non si procede ad un aggiornamento degli scenari elaborati né delle possibili traiettorie di sviluppo delle rinnovabili presentate nel presente capitolo. Anche le disposizioni introdotte su scala nazionale al fine di limitare l’uso del suolo agricolo (in primis art.5 del D.L. 63/2024 così come convertito dalla L. 101/2024) non inficiano le valutazioni effettuate circa i 5 casi studio riportati nel seguente paragrafo.

I dati di partenza sui quali si basa la simulazione sono quelli delle superfici disponibili e quelle della potenza fotovoltaica installabile per unità di superficie. Questa impostazione nasce dai seguenti assunti:

- nessuna nuova installazione di impianti idroelettrici fino al 2030
- nel caso di idroelettrico, seppur esista una potenzialità per il repowering, questa non viene considerata ai fini del raggiungimento degli obiettivi a causa della sua scarsa incidenza sul totale (nel 2022 gli interventi di repowering in impianti idroelettrici ha portato un aumento della potenza installata di 11,2 MW). Tuttavia, la riassegnazione delle grandi concessioni idroelettriche in scadenza nel 2029 rappresenta un'occasione preziosa per migliorare la producibilità degli impianti, auspicando soluzioni di coinvolgimento istituzionale degli enti locali;
- nessuna nuova installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da biogas, per i quali al contrario si prevede una tendenza alla contrazione della potenza installata causa della duplice tendenza alla conversione degli impianti più grandi per la produzione di biometano e alla dismissione di parte degli impianti più piccoli, che non riescono a essere economicamente profittevoli al termine delle incentivazioni a queste dedicate. In tal senso, si segnala che l'andamento della potenza elettrica installata in Veneto riconducibile ad impianti alimentati da bioenergie è pressoché invariata da oltre 10 anni, come si può riscontrare dal grafico seguente:

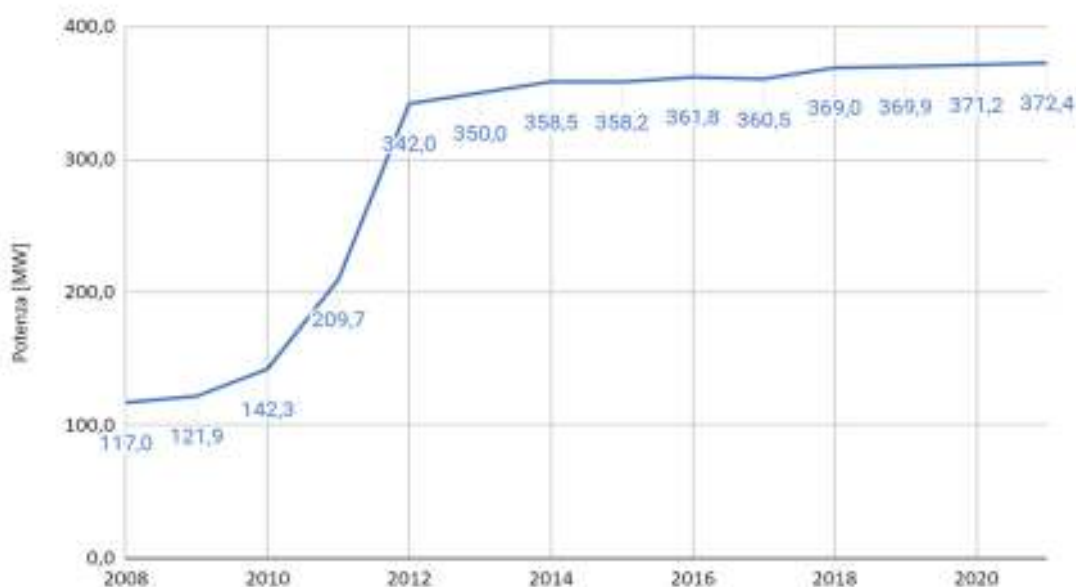


Figura 5.1 - Evoluzione della potenza di generazione di energia elettrica da biogas in Veneto, dal 2008 al 2021. Elaborazione RdV su dati GSE.

- nessuna installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da altre FER, nonostante il potenziale per l'eolico off-shore;
- sono state considerate come aree disponibili anche le aree che si presume possano diventarlo a breve termine, a seguito di alcuni procedimenti amministrativi attualmente in corso.

Tra le superfici che possono essere interessate dall'installazione di impianti fotovoltaici, la quota più rilevante è quella individuata dalla bozza del DM Aree idonee, relativa alla Superficie Agricola Utile (SAU), pari a circa il 40% dell'intero territorio regionale.

Tutte le superfici considerate per questa elaborazione, sono state classificate in base ad una serie di caratteristiche che sono utili per valutare gli impatti dei singoli scenari ipotizzati.

Tipo superficie	Posizione	Classificazione 1	Classificazione 2	Classificazione 3	Classificazione 4	Classificazione 5
		Impermeabilizzazione	Marginalità	Concorrenza con altri usi	Priorità di intervento pubblico	Sostegno per intervento
Area agricola (impianti ordinari)	A terra	Non impermeabilizzata	Area non marginale	Utilizzo esclusivo FTV	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
Area agricola (impianti agrovoltaici)	A terra	Non impermeabilizzata	Area non marginale	Coesistenza con altri usi	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
Immobili produttivi	Non a terra	Impermeabilizzata	Area a marginalità media	Coesistenza con altri usi	Nessuna priorità di intervento pubblico	Sostegno medio
Area industriale sottoutilizzata	A terra	Non impermeabilizzata	Area marginale	Utilizzo esclusivo FTV	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
Parcheggi	Non a terra	Impermeabilizzata	Area a marginalità media	Coesistenza con altri usi	Priorità di intervento pubblico su parte del campione	Sostegno basso
Immobili uso sportivo	Non a terra	Impermeabilizzata	Area non marginale	Coesistenza con altri usi	Priorità di intervento pubblico	Spesa diretta
Scuole	Non a terra	Impermeabilizzata	Area non marginale	Coesistenza con altri usi	Priorità di intervento pubblico	Spesa diretta
Civile, residenziale (fuori dai centri storici)	Non a terra	Impermeabilizzata	Area non marginale	Coesistenza con altri usi	Priorità di intervento pubblico su parte del campione	Sostegno medio
Zone a destinazione produttiva	A terra	Non impermeabilizzata	Area a marginalità media	Coesistenza con altri usi	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
Discariche chiuse o in gestione post operativa	A terra	Non impermeabilizzata	Area marginale	Utilizzo esclusivo FTV	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
Cave estinte, cessate, abbandonate	A terra	Non impermeabilizzata	Area marginale	Utilizzo esclusivo FTV	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
In specchi d'acqua	A terra	Non impermeabilizzata	Area marginale	Utilizzo esclusivo FTV	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
In fascia di tolleranza autostradale	A terra	Non impermeabilizzata	Area marginale	Utilizzo esclusivo FTV	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno
Area oggetto di iter amministrativo	A terra	Non impermeabilizzata	Area marginale	Utilizzo esclusivo FTV	Nessuna priorità di intervento pubblico	Nessun sostegno

Tabella 5.2 - Classificazione delle superfici utilizzate per le simulazioni

Tipo superficie	Fattore di installazione	Disponibilità effettiva	Origine del dato
	ha/MW	%	
Area agricola (impianti ordinari)	1,30	0,52	La superficie è pari alla metà della Superficie Agricola Utile della colonna A della bozza di decreto, decurtata di metà della superficie totale dei buffer delle autostrade venete già riconosciute e di quelle in via di riconoscimento
Area agricola (impianti agrovoltaici)	2,00	0,52	
Immobili produttivi	1,30	70	Il dato di superficie è tratto dal report ARPAV/Confartigianato pubblicato nel report SNPA 22/2021 ⁸⁵
Area industriale sottoutilizzata	1,10	5	Il dato di superficie deriva da prime elaborazioni interne
Parcheggi	2,00	10	
Immobili uso sportivo	0,80	10	
Scuole	1,00	10	
Civile, residenziale (fuori dai centri storici)	0,60	5	Il dato di superficie è tratto da dati a nostra disposizione e non divulgabili, in quanto parte di studi non ancora pubblicati Il valore della disponibilità effettiva è valutato considerando come idonee alla posa degli impianti il 25% delle superfici e sgombre da elementi che possono pregiudicare il corretto funzionamento dell'impianto il 20% delle aree
Zone a destinazione produttiva	1,30	50	Dati forniti da elaborazioni della Direzione Pianificazione Territoriale
Discariche chiuse o in gestione post operativa	1,30	30	
Cave estinte, cessate, abbandonate	1,30	10	
In specchi d'acqua	1,30	20	
In fascia di tolleranza autostradale	0,80	60	Dati forniti da elaborazioni della Direzione Pianificazione Territoriale, al netto di altre aree già conteggiate (cave, aree idonee di altro tipo, ecc) o sottoposte a vincolo e pertanto questa superficie è assimilabile alla SAU
Area oggetto di iter amministrativo	0,80	60	

Tabella 5.3 - Fattori di installazione della potenza installata per unità di area, valutazione delle disponibilità effettiva all'installazione e origine del dato

⁸⁵ https://www.snpambiente.it/wp-content/uploads/2021/11/Rapporto_consumo_di_suolo_2021.pdf

Questa classificazione permette di fare un'analisi delle varie traiettorie ipotizzate non solo di tipo numerico, permettendo anche di fare una scelta tra le priorità di sfruttamento basata sui parametri che caratterizzano ogni area. In questo modo, in ultima battuta, è possibile fare delle simulazioni che siano quanto più aderenti alla realtà, sia nelle impostazioni che nella rappresentazione finale dei risultati.

Il primo parametro inserito per ogni categoria di superficie individuata, è la *Posizione*, che rappresenta la tipologia di installazione tipica per quella particolare superficie, distinguendo tra “a terra” e “non a terra”.

La classificazione *Impermeabilizzazione* indica se l'area è impermeabilizzata o meno, a prescindere dalla valutazione sull'installazione di un impianto fotovoltaico su di essa.

La classificazione *Marginalità* indica il “valore” sociale, ambientale e economico dell'area, con il valore massimo attribuito alle aree non marginali (ad esempio le superfici occupate dalle abitazioni civili, quelle agricole) e quello minimo alle aree compromesse e con basso valore sociale (come ad esempio siti abbandonati, discariche chiuse o in fase di gestione post operativa).

La classificazione *Concorrenza con altri usi*, invece, serve per identificare le aree in cui l'utilizzo per l'installazione di un impianto fotovoltaico preclude ogni altro utilizzo o in cui è possibile la coesistenza con altri utilizzi (come nel caso degli impianti sulle coperture degli immobili e l'agrovoltico).

La classificazione *Priorità di intervento pubblico* mira ad individuare quelle superfici che la PA può utilizzare per dar seguito al suo ruolo di buon esempio nella gestione delle risorse e per la promozione della green economy.

La classificazione *Sostegno per intervento* è funzionale ad intercettare le superfici su cui indirizzare prioritariamente lo sviluppo del fotovoltaico anche attraverso strumenti di incentivazione/semplificazione normativa.

Si precisa ad ogni buon conto che i bandi regionali incentivanti gli impianti fotovoltaici, sono riferiti ad impianti per autoconsumo, anche diffuso.

Insieme a tali classificazioni di tipo qualitativo, per ogni tipologia di area sono state inserite delle ulteriori caratterizzazioni di tipo quantitativo che rappresentano:

- il *fattore di installazione*: la superficie necessaria per installare l'unità di potenza, espresso in ettari per MW;
- la *disponibilità effettiva*: rispetto al totale dell'estensione della singola tipologia di area, la quota che si ritiene possa essere interessata dalle installazioni, espressa come percentuale sul totale.

Questi dati sono stati ricavati da letteratura, dall'analisi delle richieste di autorizzazione di impianti fotovoltaici pervenuti alla Direzione Ricerca Innovazione e Competitività energetica e dall'analisi dei materiali presenti sul mercato.

Queste classificazioni saranno utilizzate per dare una contestualizzazione dei risultati di ogni simulazione.

Sono state realizzate traiettorie di 2 tipi: una di riferimento, basata sulle informazioni fornite dal MASE in riferimento alla metodologia di ripartizione del target nazionale, l'altra su ipotesi interne, a cura della Direzione Ricerca Innovazione e Competitività energetica.

Per la quantificazione della potenza installata al 2030, in tutte le simulazioni è stato ipotizzato che tutte le richieste di autorizzazione ed esercizio di impianti fotovoltaici presentate alla Regione del Veneto ad oggi, abbiano avuto un esito positivo e gli impianti siano stati realizzati ed entrati in esercizio. Al 5/12/2023 tali richieste di autorizzazione assommano una potenza di 651,31 MW, di cui 258,19 MW relativi a procedimenti conclusi con esito positivo.

Le aree sulle quali insistono questi impianti, sono sia agricole, che produttive, miste agricole e produttive, ex cave, ecc. Al fine di consentire una migliore rappresentazione e anche per ridurre l'utilizzo finale delle aree agricole, si ipotizzerà che tutta la potenza delle richieste di autorizzazione ed esercizio di impianti fotovoltaici presentati alla Regione del Veneto insista su terreni ricompresi nella Superficie Agricola Utile.

Riferimento MASE

Le ipotesi riassunte nel presente paragrafo sono state elaborate facendo riferimento all'obiettivo per il Veneto definito nella decreto MASE 21 giugno 2024 e alla ripartizione al 2030 prevista tra potenza installata "a terra" e "non a terra", sulla base della metodologia fornita dal MASE.

Infatti, in tale metodologia vengono ipotizzate 2 diverse ripartizioni della potenza a terra/non a terra, in un caso 50%/50% e nell'altro 70%/30%. Per dare una misura dell'impatto di tali percentuali di ripartizione, si pensi che al 31/12/2022, tale ripartizione di potenza per il Veneto è del 16%/84%, per cui il raggiungimento di una delle ripartizioni previste nell'impostazione del DM Aree idonee dal MASE prevede necessariamente un forte incremento delle installazioni di impianti a terra, con una tendenza diversa rispetto a quella del Veneto che predilige le installazioni non a terra.

Scenario MASE 50-50 (potenza 50% a terra - 50% non a terra)

In questo scenario si simula uno scenario per il raggiungimento dell'obiettivo di potenza della bozza del DM Aree idonee con una ripartizione paritaria della potenza tra a terra e non a terra, come rappresentato dalle ipotesi del MASE, dando priorità, nell'utilizzo delle aree a terra, a quelle marginali.

Sintesi dei risultati		Potenza
Nuova	Valore totale	5.674 MW
	Quota a terra	3.684 MW
	Quota non a terra	1.989 MW
	Rapporto a terra/non a terra	64,94%/35,06%
Totale	Valore totale	8.167 MW
	Quota a terra	4.083 MW
	Quota non a terra	4.084 MW
	Rapporto a terra/non a terra	50,00%/50,00%

Classificazioni	Potenza
Non impermeabilizzata	3.684,43 MW
Impermeabilizzata	1.989,49 MW
Area non marginale	1.197,48 MW
Area a marginalità media	2.546,73 MW
Area marginale	1.929,72 MW
Utilizzo esclusivo FTV	2.846,83 MW
Coesistenza con altri usi	2.827,10 MW
Priorità di intervento pubblico	82,48 MW
Priorità di intervento pubblico su parte del campione	158,09 MW
Nessuna priorità di intervento pubblico	5.433,36 MW
Spesa diretta	82,48 MW
Sostegno medio	1.847,46 MW
Sostegno basso	59,56 MW
Nessun sostegno	3.684,43 MW

Tabella 5.4 - Sintesi della simulazione MASE 50/50, con rappresentazione dei dati della potenza di nuova installazione e della totale. E' stata rappresentata inoltre la suddivisione della nuova potenza installata per le classificazioni assegnate alle aree sulla quale questa insiste.

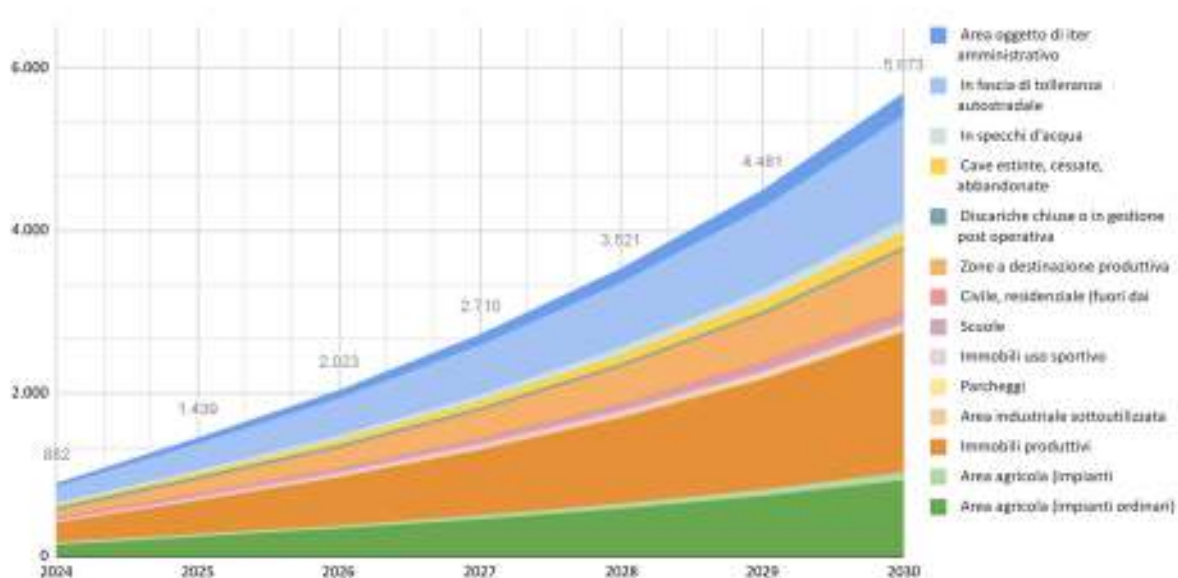


Figura 5.2 - Rappresentazione della progressione della nuova potenza installata fino al 2030 per tipologia di superficie impegnata

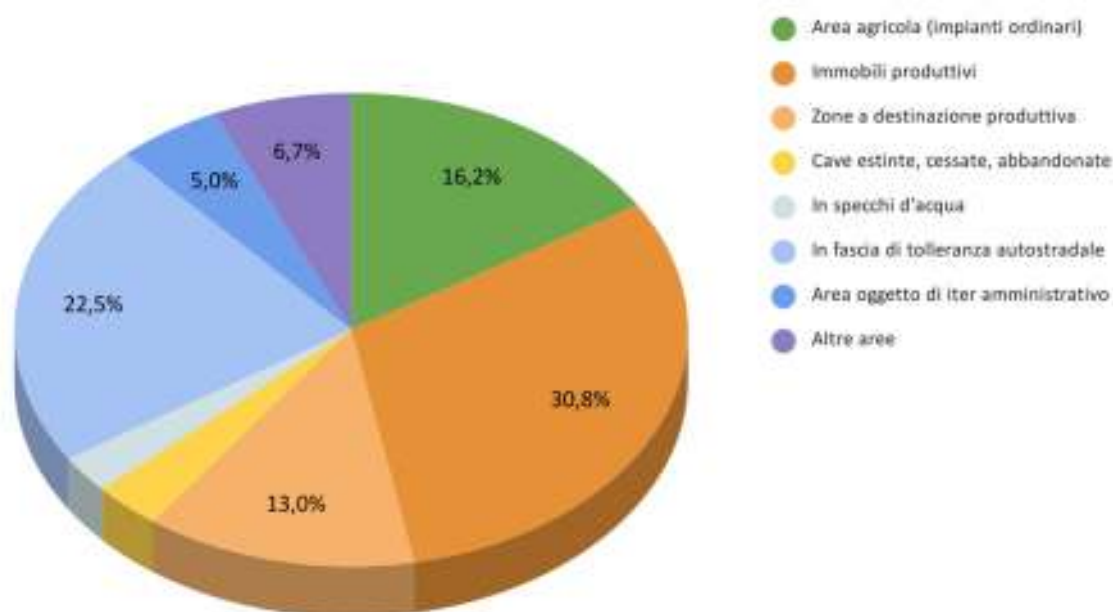


Figura 5.3. Rappresentazione della distribuzione della nuova potenza installata al 2030 per tipologia di superficie impegnata

Questo scenario rappresenta una possibile traiettoria per portare la ripartizione della potenza fotovoltaica a terra/non a terra nelle ipotesi fatte dal MASE al 2030 “50/50” partendo dalla sua distribuzione al 31/12/2022 (16/84): questo impone quindi una forte prevalenza della potenza installata a terra rispetto a quella non a terra, in modo da riequilibrare la ripartizione. La potenza installata per tipologia di area è indicata nel grafico precedente.

Da questi assunti, discende la previsione della nuova potenza installata per raggiungere l’obiettivo della bozza del DM Aree idonee, che per circa 2/3 è posizionata a terra (3.684 MW) mentre la quota restante, pari a 1.989 MW, è posizionata in aree non a terra.

Inoltre, l’installazione degli impianti è ipotizzata per circa il 50% della nuova potenza in condizioni che permettano il contestuale utilizzo delle aree per altri fini (ad esempio, impianti agrofotovoltaici, pensiline dei parcheggi, su tetti residenziali e di immobili produttivi, scuole, ecc.).

Avendo prioritariamente fatto riferimento alle aree a minore marginalità, si rileva che oltre il 40% della nuova potenza interessa aree a marginalità media, il 35% circa aree marginali, e la quota restante del 20% circa aree non marginali, in quanto si è cercato di dare priorità all'utilizzo delle aree a minor "valore".

Scenario MASE 70/30 (potenza 70% a terra - 30% non a terra)

Scenario analogo al precedente, ma in questo caso si impone il raggiungimento dell'obiettivo della bozza del DM Aree idonee, con una potenza installata a terra del 70% della totale, come previsto dalle ipotesi del MASE. Anche in questo caso si è data priorità, nell'utilizzo delle aree a terra, a quelle marginali.

Sintesi dei risultati		Potenza
Nuova	Valore totale	5.722 MW
	Quota a terra	5.353 MW
	Quota non a terra	369 MW
	Rapporto a terra/non a terra	93,55%/6,45%
Totale	Valore totale	8.215 MW
	Quota a terra	5.752 MW
	Quota non a terra	2.463 MW
	Rapporto a terra/non a terra	70,01%/29,99%

Classificazioni	Potenza
Non impermeabilizzata	5.352,64 MW
Impermeabilizzata	369,12 MW
Area non marginale	1.164,10 MW
Area a marginalità media	1.369,68 MW
Area marginale	3.187,98 MW
Utilizzo esclusivo FTV	3.722,97 MW
Coesistenza con altri usi	1.998,79 MW
Priorità di intervento pubblico	32,99 MW
Priorità di intervento pubblico su parte del campione	23,82 MW
Nessuna priorità di intervento pubblico	5.664,95 MW
Spesa diretta	32,99 MW
Sostegno medio	312,31 MW
Sostegno basso	23,82 MW
Nessun sostegno	5.352,64 MW

Tabella 5.5 - Sintesi della simulazione MASE 70/30, con rappresentazione dei dati della potenza di nuova installazione e della totale. È stata rappresentata inoltre la suddivisione della nuova potenza installata per le classificazioni assegnate alle aree sulla quale questa insiste.

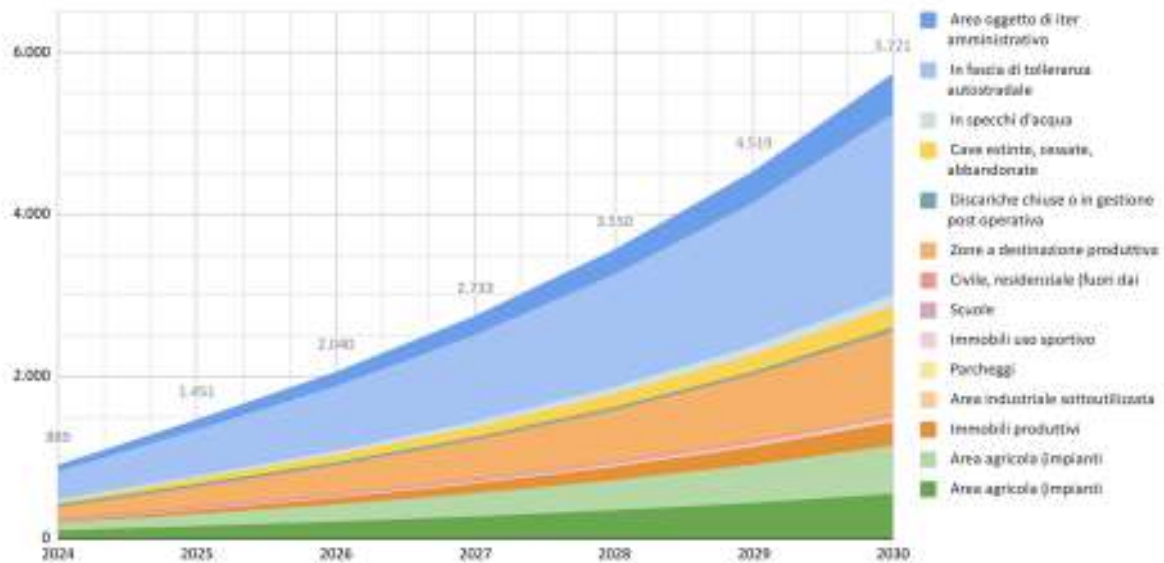


Figura 5.4 - Rappresentazione della progressione della nuova potenza installata fino al 2030 per tipologia di superficie impegnata

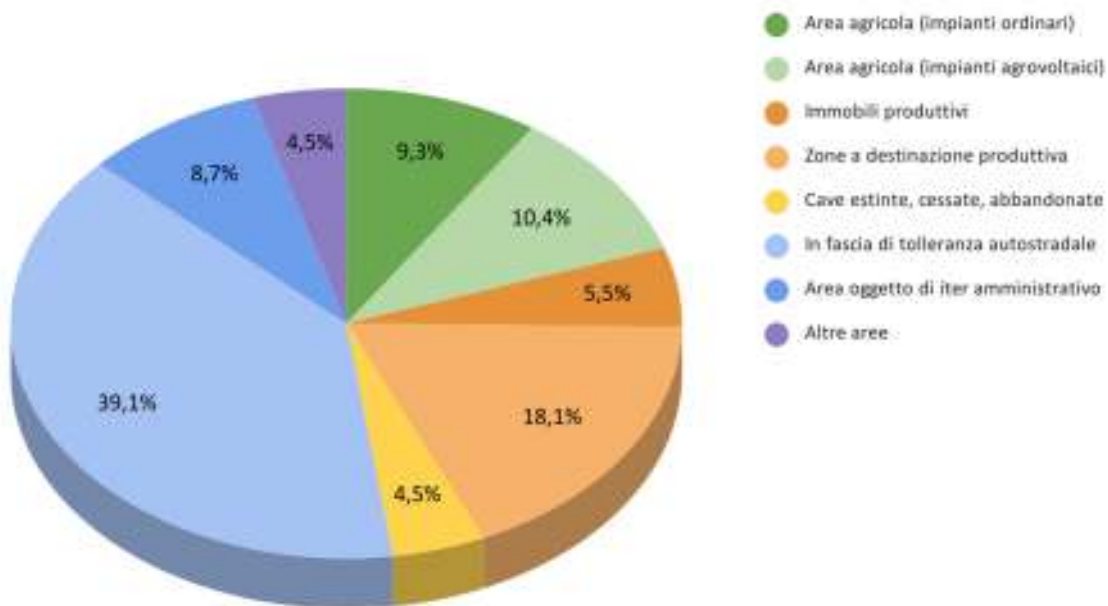


Figura 5.5 - Rappresentazione della distribuzione della nuova potenza installata al 2030 per tipologia di superficie impegnata

Come il precedente, questo scenario rappresenta una possibile traiettoria per portare la ripartizione della potenza fotovoltaica a terra/non a terra nelle ipotesi fatte dal MASE al 2030 (70/30) partendo dalla sua distribuzione al 31/12/2022 (16/84): questo impone quindi ancora maggiore prevalenza della potenza installata a terra rispetto a quella non a terra, in modo da ribaltare completamente la ripartizione attuale.

La potenza installata per tipologia di area è indicata nel grafico precedente.

Da queste premesse, è chiaro che questo scenario è totalmente sbilanciato verso le installazioni a terra, che accoglie quasi il 94% della nuova potenza (5.353 MW), rispetto a quelle non a terra, con poco meno del 6% della potenza (369 MW).

Tale scenario appare di difficile attuabilità, anche per la tipologia di impianti che vengono normalmente installati in Veneto, di piccola taglia (la potenza media degli impianti in esercizio al 31/12/2022 è scesa da 15 kW dell'anno precedente a 14 kW, potenza tipica di piccole installazioni a servizio di utenze energivore, come le abitazioni, gli uffici e le piccole aziende) rispetto agli impianti utility scale. Altra particolarità di tale scenario è la previsione di una pesante occupazione delle aree a terra, in larga parte agricole.

Pertanto questo scenario, che comunque funge solo da regionalizzazione delle impostazioni ipotizzate dal MASE per la prima impostazione degli obiettivi di potenza della bozza di DM Aree idonee, non viene approfondito ulteriormente.

Ipotesi di sviluppo

Questo gruppo di simulazioni rappresentano delle possibili traiettorie che possono essere seguite per raggiungere gli obiettivi della bozza di DM Aree idonee così come presentate, sono costruite facendo riferimento all'obiettivo per il Veneto definito nella bozza di DM e alla ripartizione al 2030 prevista tra potenza installata “a terra” e “non a terra”.

Ipotesi 1 - Utilizzo non esclusivo delle aree per fotovoltaico e delle aree marginali

Questo scenario è realizzato considerando prioritariamente eleggibili le aree in cui gli impianti FTV possono coesistere con altri usi. Una volta esaurito il potenziale riferibile a tali aree, non essendo stato raggiunto l'obiettivo del DM Aree idonee, si è data priorità alle aree marginali.

Sintesi dei risultati		Potenza
Nuova	Valore totale	5.756 MW
	Quota a terra	4.266 MW
	Quota non a terra	1.490 MW
	Rapporto a terra/non a terra	74,12%/25,88%
Totale	Valore totale	8.249 MW
	Quota a terra	4.665 MW
	Quota non a terra	3.584 MW
	Rapporto a terra/non a terra	56,55%/43,45%

Classificazioni	Potenza
Non impermeabilizzata	4.266,36 MW
Impermeabilizzata	1.489,80 MW
Area non marginale	999,15 MW
Area a marginalità media	2.047,04 MW
Area marginale	2.709,97 MW
Utilizzo esclusivo FTV	3.031,34 MW
Coesistenza con altri usi	2.724,82 MW
Priorità di intervento pubblico	82,48 MW
Priorità di intervento pubblico su parte del campione	158,09 MW
Nessuna priorità di intervento pubblico	5.515,59 MW
Spesa diretta	82,48 MW
Sostegno medio	1.347,77 MW
Sostegno basso	59,56 MW
Nessun sostegno	4.266,36 MW

Tabella 5.6 - Sintesi della simulazione nel caso di priorità all'utilizzo delle aree per fotovoltaico e delle aree marginali, con rappresentazione dei dati della potenza di nuova installazione e della totale. È stata rappresentata inoltre la suddivisione della nuova potenza installata per le classificazioni assegnate alle aree sulla quale questa insiste.

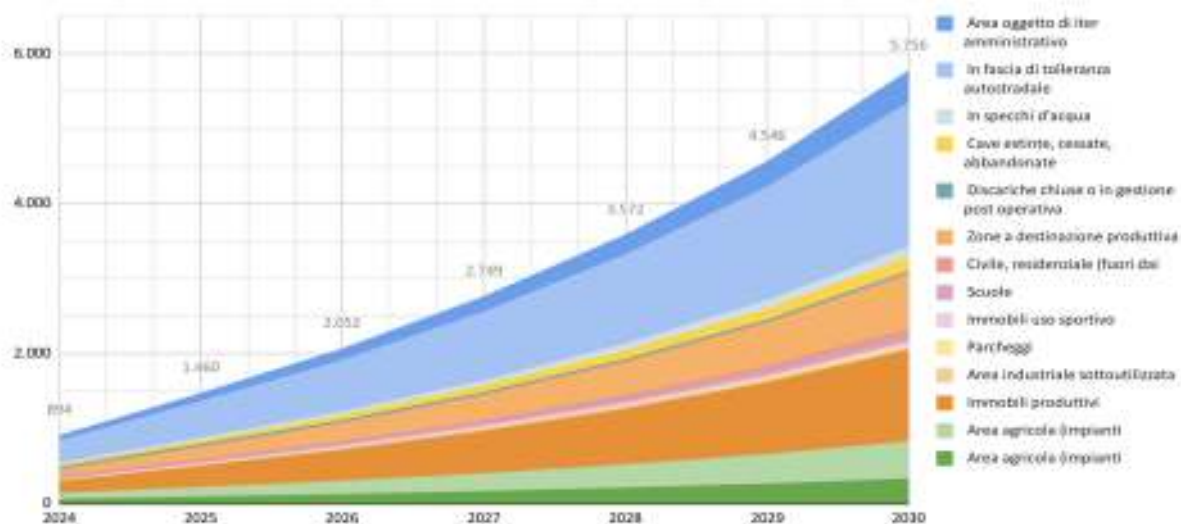


Figura 5.6 - Rappresentazione della progressione della nuova potenza installata fino al 2030 per tipologia di superficie impegnata

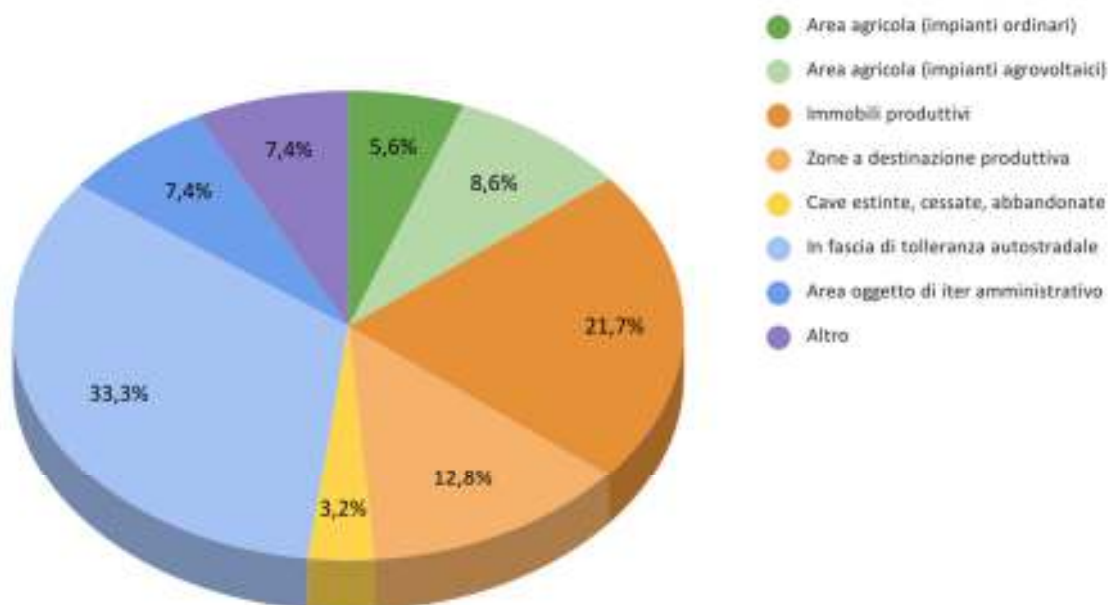


Figura 5.7 - Rappresentazione della distribuzione della nuova potenza installata al 2030 per tipologia di superficie impegnata

In questo schema, è stato raggiunto l'obiettivo della bozza del DM Aree idonee agendo prioritariamente con impianti agrovoltaici, sugli impianti su immobili produttivi e destinati ad usi sociali (come gli impianti sportivi e le scuole). L'installazione su tetti di immobili civili è stata considerata marginalmente in quanto, per incrementare questo tipo di realizzazioni è necessario prevedere un'incentivazione economica considerevole (questo effetto è stato conseguito dal cosiddetto Superbonus 110%, che ha incentivato fortemente le installazioni residenziali di impianti di piccola taglia).

Come esito di tale scenario, si ottiene l'utilizzo dello 0,42% della SAU individuata dalla bozza di DM Aree idonee, quindi inferiore al limite individuato nella Tabella 1 del suo allegato 1, mentre la potenza a terra è il 57% del totale, contro il 43% di quella non a terra: per raggiungere tale ripartizione, la nuova potenza installata è stata ipotizzata per il 74% a terra e per il 26% non a terra.

Ipotesi 2 - Mantenimento e stima evoluzione della tendenza di installazione

L'ipotesi di base per questa traiettoria è il potenziamento della tendenza veneta di installare impianti prettamente su tetto (in termini di potenza, l'84% di quella complessivamente presente in Regione al 31/12/2022).

Come negli altri casi, non essendo tale potenza sufficiente a raggiungere l'obiettivo della bozza del DM Aree idonee, sono state in seconda battuta sfruttate le aree marginali e quelle per le quali l'utilizzo a fini energetici non è esclusivo.

Sintesi dei risultati		Potenza
Nuova	Valore totale	5.760 MW
	Quota a terra	2.331 MW
	Quota non a terra	3.429 MW
	Rapporto a terra/non a terra	40,47%/59,53%
Totale	Valore totale	8.253 MW
	Quota a terra	2.730 MW
	Quota non a terra	5.523 MW
	Rapporto a terra/non a terra	33,08%/66,92%

Classificazioni	Potenza
Non impermeabilizzata	2.331,00 MW
Impermeabilizzata	3.428,78 MW
Area non marginale	1.444,10 MW
Area a marginalità media	3.296,27 MW
Area marginale	1.019,42 MW
Utilizzo esclusivo FTV	1.340,79 MW
Coesistenza con altri usi	4.419,00 MW
Priorità di intervento pubblico	82,48 MW
Priorità di intervento pubblico su parte del campione	847,85 MW
Nessuna priorità di intervento pubblico	4.829,46 MW
Spesa diretta	82,48 MW
Sostegno medio	3.286,75 MW
Sostegno basso	59,56 MW
Nessun sostegno	2.331,00 MW

Tabella 5.7 - Sintesi della simulazione basata sull'evoluzione della tendenza di installazione veneta, con rappresentazione dei dati della potenza di nuova installazione e della totale. È stata rappresentata inoltre la suddivisione della nuova potenza installata per le classificazioni assegnate alle aree sulla quale questa insiste.

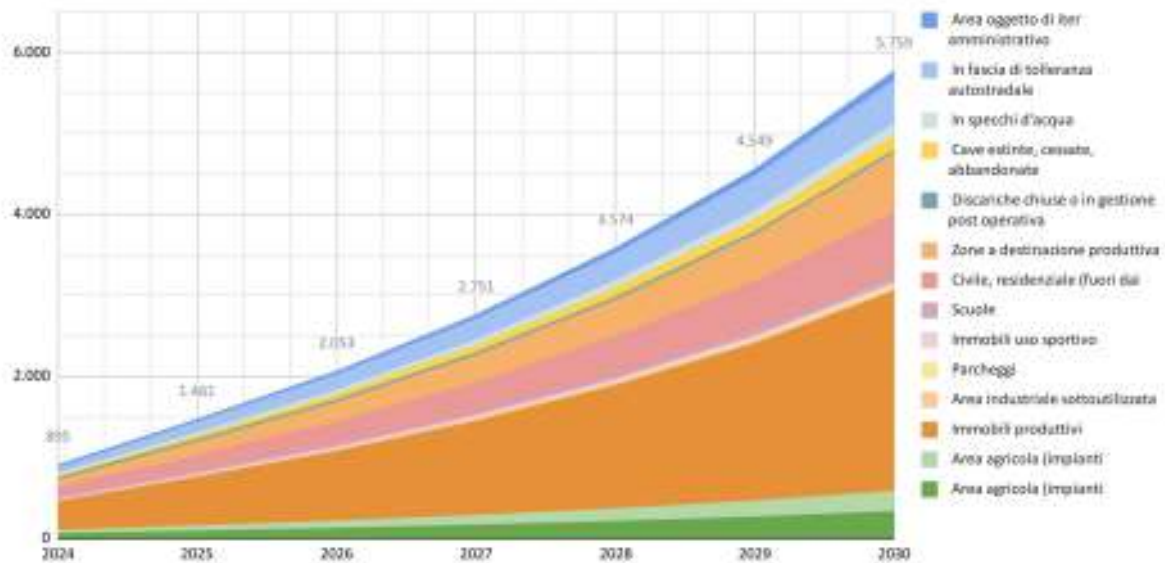


Figura 5.8 - Rappresentazione della progressione della nuova potenza installata fino al 2030 per tipologia di superficie impegnata

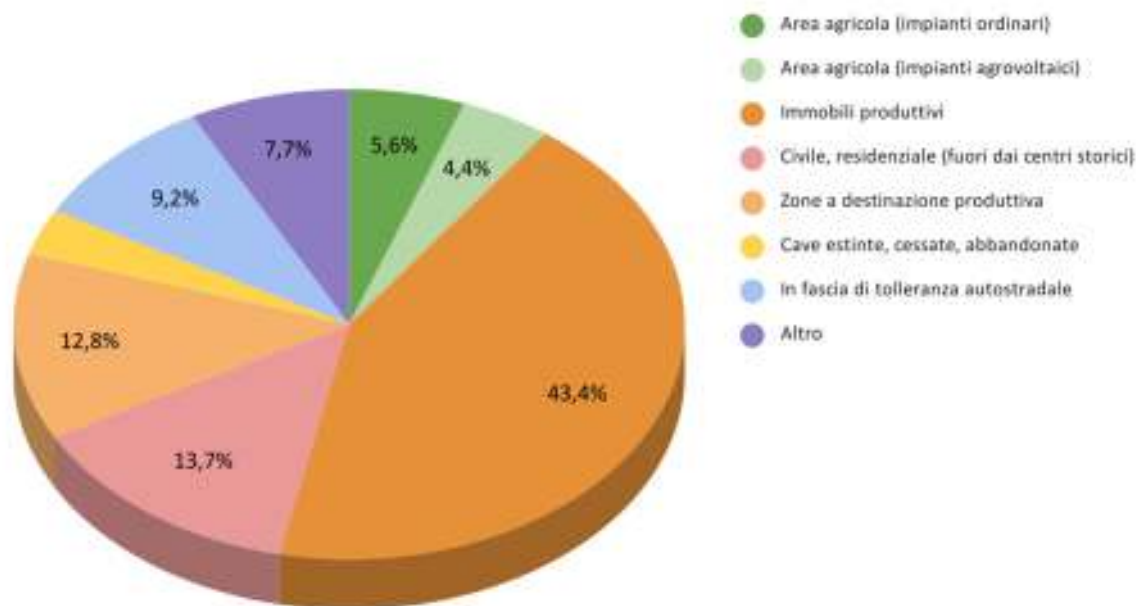


Figura 5.9 - Rappresentazione della distribuzione della nuova potenza installata al 2030 per tipologia di superficie impegnata

Nelle ipotesi sopra espresse, come si evince chiaramente dal grafico, nella ripartizione della nuova potenza tra impianti su edifici residenziali e produttivi, è stata ipotizzata una maggiore penetrazione proprio per queste ultime installazioni. Questo a causa della maggiore utilità potenziale di un impianto fotovoltaico in ambito produttivo, che arriva a rappresentare un asset che può incidere positivamente sui costi aziendali, lavorando almeno 5 giorni su 7 in autoconsumo. In conseguenza di tale considerazione, diventa più semplice (e meno oneroso) incentivare questa tipologia di installazioni rispetto a quelle su immobili residenziali, nelle quali l'autoconsumo diretto dell'energia prodotta è certamente più limitato (essendo questi immobili in genere non

occupati nel periodo diurno), salvo l'installazione di sistemi di accumulo dell'energia, e quindi gli effetti positivi, seppur rilevanti, sono meno evidenti rispetto al caso di applicazione al settore produttivo.

In queste condizioni si raggiunge un basso fattore di utilizzo della SAU, pari al 0,18% di quelle individuate nella bozza del DM Aree idonee, con la massimizzazione della nuova potenza installata in coesistenza con altri utilizzi, tipica delle installazioni su tetto. Inoltre, si nota che oltre il 57% della nuova potenza sarebbe installata in superfici classificate a marginalità media (come quelle riconducibili alle aree produttive), proprio a rappresentare l'impostazione data allo scenario.

È importante sottolineare che, per spingere l'installazione della nuova potenza come tratteggiata in questo scenario, è necessario prevedere un intervento di incentivazione della tipologia di interventi ipotizzati, in particolare a supporto di attività produttive ma anche su tetti di immobili residenziali.

Ipotesi 3 - Sfruttamento della SAU fino al limite MASE

La bozza del DM Aree idonee, all'art 8 prevede che, *“ai fini dell'individuazione delle superfici e aree idonee le Regioni e Province autonome tengono conto dei seguenti principi e criteri omogenei: [...]”*

g) fatte salve le aree agricole che rientrano tra le aree di cui alla lettera f) del presente articolo, per le aree agricole che non rientrano fra quelle identificate come non idonee in attuazione del processo programmatico di cui all'articolo 7, sono individuati i seguenti criteri di utilizzazione che prevedono: [...]

6. al fine di tutelare l'utilizzo agricolo dei suoli, al raggiungimento di una percentuale massima di sfruttamento non inferiore ai valori indicati nella Tabella di cui all'Allegato 1, colonna A [0,52% della SAU], e non superiore a quelli indicati nella medesima Tabella alla colonna B [0,72% della SAU], la possibilità di attribuire alle aree agricole rimanenti la classificazione di aree non idonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici. Tale limitazione non si applica agli impianti agrivoltaici realizzati in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n.27.

In questo scenario si è ipotizzato lo sfruttamento della SAU fino al 0,52% della sua estensione, dando comunque priorità alle installazioni possibilmente in aree marginali, come le aree prossimali ai grandi assi stradali e autostradali veneti.

Sintesi dei risultati		Potenza
Nuova	Valore totale	5.961 MW
	Quota a terra	4.373 MW
	Quota non a terra	1.588 MW
	Rapporto a terra/non a terra	73,36%/26,64%
Totale	Valore totale	8.454 MW
	Quota a terra	4.772 MW
	Quota non a terra	3.682 MW
	Rapporto a terra/non a terra	56,44%/43,56%

Classificazioni	Potenza
Non impermeabilizzata	4.372,82 MW
Impermeabilizzata	1.588,34 MW
Area non marginale	1.540,58 MW
Area a marginalità media	1.456,44 MW
Area marginale	2.964,14 MW
Utilizzo esclusivo FTV	3.728,40 MW
Coesistenza con altri usi	2.232,76 MW
Priorità di intervento pubblico	82,48 MW
Priorità di intervento pubblico su parte del campione	256,63 MW
Nessuna priorità di intervento pubblico	5.622,05 MW
Spesa diretta	82,48 MW
Sostegno medio	1.446,30 MW
Sostegno basso	59,56 MW
Nessun sostegno	4.372,82 MW

Tabella 5.8 - Sintesi della simulazione nell'ipotesi di raggiungimento dell'utilizzo del 0,52% della SAU, con rappresentazione dei dati della potenza di nuova installazione e della totale. E' stata rappresentata inoltre la suddivisione della nuova potenza installata per le classificazioni assegnate alle aree sulla quale questa insiste.

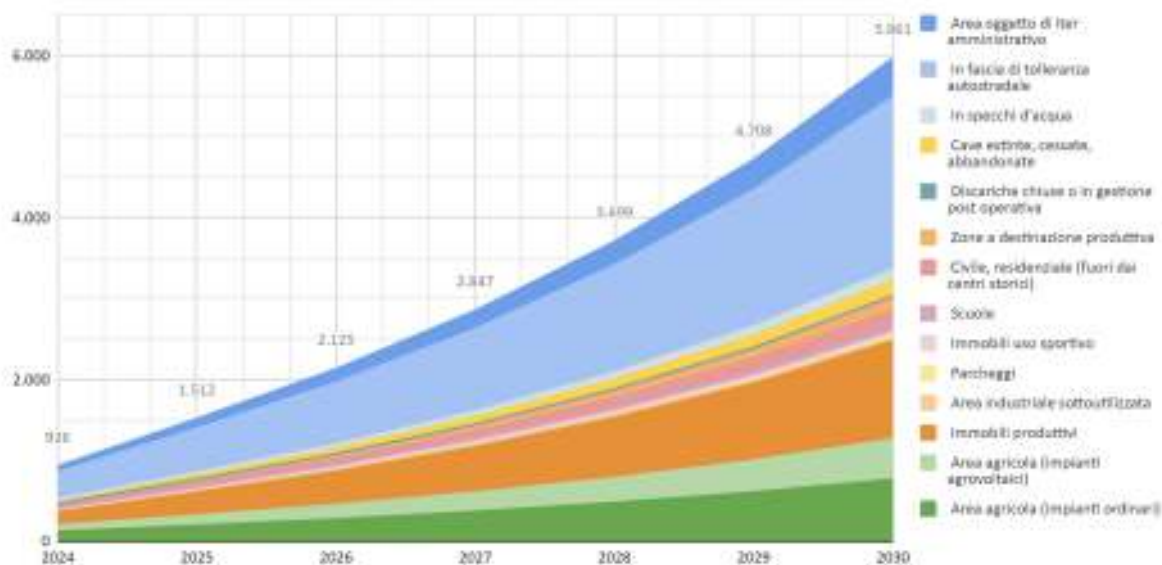


Figura 5.10 - Rappresentazione della progressione della nuova potenza installata fino al 2030 per tipologia di superficie impegnata

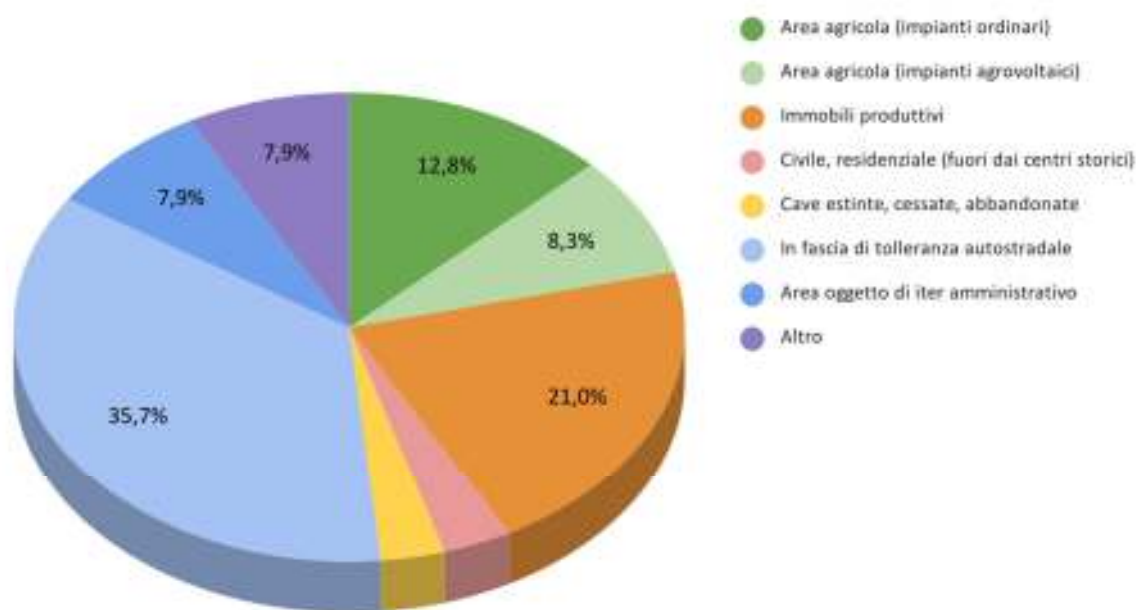


Figura 5.11 - Rappresentazione della distribuzione della nuova potenza installata al 2030 per tipologia di superficie impegnata

In queste ipotesi, i risultati sono un significativo aumento della potenza installata a terra, prioritariamente in area marginale (come la fascia di tolleranza autostradale), con circa il 50% della nuova potenza installata. Non essendo stata la nuova potenza sufficiente a raggiungere l'obiettivo del DM Aree idonee, si è ipotizzato una significativa crescita delle installazioni sulle coperture degli immobili al servizio di attività produttive, quindi con marginalità intermedia e con coesistenza positiva tra l'impianto e l'attività preesistente, per le stesse motivazioni espresse nella trattazione della simulazione precedente.

In esito della traiettoria, la ripartizione della nuova potenza è del 73% a terra e del 27% non a terra, con una ripartizione complessiva del 56% contro il 44%.

Per maggiore comodità, nella tabella a seguire si riepiloga, per ciascuna delle 3 ipotesi presentate, la distribuzione della nuova potenza installata al 2030 per tipologia di superficie impegnata.

	Ipotesi 1	Ipotesi 2	Ipotesi 3
	[%]	[%]	[%]
Area agricola (impianti ordinari)	5,6	5,6	12,8
Area agricola (impianti agrovoltai)	8,6	4,4	8,3
Immobili produttivi	21,7	43,4	21,0
Area industriale sottoutilizzata	0,1	0,1	0,1
Parcheggi	1,0	1,0	1,0
Immobili uso sportivo	0,2	0,2	0,2
Scuole	1,3	1,3	1,3
Civile, residenziale (fuori dai centri storici)	1,7	13,7	2,9
Zone a destinazione produttiva	12,8	12,8	2,5
Discariche chiuse o in gestione post operativa	0,5	0,5	0,5
Cave estinte, cessate, abbandonate	3,2	3,2	3,2
In specchi d'acqua	2,6	2,6	2,6
In fascia di tolleranza autostradale	33,3	9,2	35,7
Area oggetto di iter amministrativo	7,4	2,0	7,9
A terra	74,1	40,4	73,6
Non a terra	25,9	59,6	26,4

Tabella 5.9 – Rappresentazione sinottica della distribuzione della nuova potenza installata per tipologia di superficie nei 3 scenari ipotizzati di sviluppo del fotovoltaico.

Pur rimarcando che, rispetto alle 3 ipotesi, il Rapporto Ambientale del NPER effettua una valutazione circa la sostenibilità ambientale, economica e sociale cui si rimanda, si rileva che l'ipotesi n. 2 appare la più performante.

Dal punto di vista della sostenibilità economica, intesa come capacità di un sistema economico di produrre reddito e lavoro in maniera duratura, l'ipotesi 2 appare preferibile.

Gli investimenti sugli edifici produttivi, necessari alla realizzazione dell'ipotesi, possono infatti comportare un aumento della produzione di reddito e, vista la notevole richiesta energetica da parte del comparto produttivo, l'installazione degli impianti fotovoltaici può arrivare a rappresentare un asset che può incidere positivamente sui costi aziendali, lavorando almeno 5 giorni su 7 in autoconsumo. Inoltre anche la costituzione di comunità energetiche i cui membri siano sia imprese che soggetti privati ed enti pubblici può comportare un beneficio diffuso su larga parte della società.

Per tale motivo, anche rispetto al tema della sostenibilità sociale, intesa come capacità di garantire che le condizioni di benessere umano siano equamente distribuite, la preferenza ricade sull'ipotesi 2.

Infine, circa la valutazione di sostenibilità ambientale, intesa come capacità di mantenere nel tempo qualità e riproducibilità delle risorse naturali, si rimanda alla valutazione analitica riportata nel Rapporto Ambientale.

Si ribadisce che, seppure le analisi qui riportate siano state effettuate in un arco temporale antecedente alla pubblicazione del DM Aree idonee, lo scostamento tra l'obiettivo assegnato dal DM 21/6/2024 e quello della traiettoria considerata preferibile (la seconda) appare del tutto ininfluenza visto il grado di dettaglio e la finalità dell'analisi, destinata principalmente a valutare le potenzialità inesprese del territorio veneto rispetto allo

sfruttamento della fonte solare per la produzione di energia elettrica per via fotovoltaica, rappresentando l'impegno da mettere in atto per raggiungere l'obiettivo di potenza. Si precisa infine che la valutazione circa le ipotesi rappresentate pare coerente anche con le disposizioni introdotte su scala nazionale volte a limitare l'uso del suolo agricolo⁸⁶.

⁸⁶ Si rimanda all'art. 5 del D.L. 63/2024 così come convertito con modificazioni dalla L. 101/2024.

INVESTIMENTI A SUPPORTO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN VENETO

Sintesi

Sulla base degli scenari energetici elaborati da RSE S.p.A., uno che traccia l'evoluzione tendenziale (scenario di Riferimento) e uno (scenario di Policy) che incorpora le azioni e gli obiettivi necessari per un percorso più ambizioso di decarbonizzazione, si può affermare che, per realizzare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 sono necessari investimenti considerevoli in diversi settori chiave.

Dati gli obiettivi di riduzione delle emissioni nei settori non-ETS, gli investimenti principali si hanno nel settore dei trasporti e nel settore civile. Poiché l'incremento dell'efficienza energetica degli edifici, sia pubblici che privati, gioca un ruolo cruciale, gli investimenti in interventi di riqualificazione edilizia sono una delle spese principali da affrontare. Anche il settore dei trasporti costituisce un altro settore fondamentale, puntando a modernizzare e rendere più sostenibili i mezzi di trasporto, con conseguente riduzione dell'impatto ambientale e miglioramento della qualità della vita nelle aree urbane. Nel settore industriale, oltre agli investimenti in tecnologie per incrementare l'efficienza energetica dei processi produttivi saranno significativi anche quelli che il settore dovrà affrontare in termini di tecnologie di energie rinnovabili, quali ad esempio il fotovoltaico e le possibili installazioni di impianti di produzione e utilizzo di idrogeno e biometano. Infine, sono rilevanti anche gli investimenti nel settore delle infrastrutture energetiche; questi riguardano sia gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, sia le infrastrutture che permettono il trasporto, la distribuzione e l'utilizzo di queste fonti da tali fonti.

In base alle metodologie di calcolo adottate, per alcuni settori non è stato possibile calcolare l'investimento complessivo cumulato dei due scenari (Riferimento e Policy), ma solo l'extracosto e lo sforzo aggiuntivo richiesto nello scenario di Policy rispetto al Riferimento per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

Nell'elaborazione delle analisi che seguono, si è ipotizzata un'evoluzione dei costi di riferimento e dell'efficienza delle tecnologie utilizzate, in analogia a quanto previsto dallo scenario EUREF2020 di PRIMES della Commissione Europea, utilizzato per l'elaborazione degli scenari nazionali del PNIEC. Le dinamiche ipotizzate sono legate essenzialmente alla progressiva maturità e diffusione delle varie tecnologie analizzate, da cui si presume consegua la riduzione dei costi e il miglioramento delle efficienze.

La Tabella 6.1 mostra quindi il delta costo relativo agli investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 tra lo scenario di Policy e quello di Riferimento con il dettaglio dei diversi settori; complessivamente lo scenario di Policy richiede maggiori investimenti per circa **22,442 miliardi di euro** cumulati. Per valutare l'impatto di queste politiche sarebbe necessario considerare anche i minori costi ottenibili con l'efficienza energetica e gli investimenti in fonti rinnovabili.

Nei capitoli successivi si va a dettagliare per ogni settore la necessità di investimenti, indicando se possibile l'investimento in entrambi gli scenari oppure l'extracosto dello scenario di Policy.

SETTORE	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Trasporti	+8,615
Civile	+8,298
Industria	+0,086
Infrastrutture energetiche	+5,443
Totale	+22,442

Tabella 6.1 – Delta costo tra lo scenario di Policy e quello di Riferimento, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Valutazione del rischio nella transizione energetica

Al fine di garantire una transizione energetica sostenibile e resiliente, appare cruciale ridurre la dipendenza da mercati esteri per la fornitura di tecnologie e materie prime essenziali. In tal senso è prioritario analizzare e monitorare i livelli di dipendenza della Regione Veneto dall'importazione di impianti fotovoltaici, batterie e sistemi di accumulo, con particolare attenzione alla provenienza delle materie prime strategiche (terre rare, litio, cobalto, nichel) e alla concentrazione delle forniture in specifici Paesi, in primis la Cina.

Al fine di ridurre la dipendenza energetica veneta saranno promosse la produzione veneta, le partnership con fornitori diversificati ed il riciclo di materiali critici, anche mediante specifici incentivi, in una logica di economia circolare.

Settore trasporti

Nel settore dei trasporti la voce principale degli investimenti è quella relativa all'acquisto di nuovi veicoli. Si tratta di cifre ingenti, che però sono necessarie in tutti gli scenari, anche quello di Riferimento, per il ricambio naturale dei mezzi. Tramite il modello TIMES è possibile valutare direttamente l'investimento necessario per l'acquisto di nuovi veicoli su strada (Tabella 6.2). Si nota come i veicoli a combustione interna rappresentino la voce principale di investimento per questo segmento di trasporto in entrambi gli scenari analizzati; nei prossimi anni, infatti, le nuove immatricolazioni non verranno coperte immediatamente da veicoli alternativi, ma verranno acquistati anche veicoli tradizionali che saranno però più efficienti e omologati per usare maggiori percentuali di biocarburanti.

Veicoli su strada (inc. moto)	RIFERIMENTO mld€ (2023-2030)	POLICY mld€ (2023-2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Elettrici	2,570	21,407	+18,838
Metano	1,816	3,284	+1,467
Idrogeno	-	0,602	+0,602
Combustione interna	53,178	40,886	-12,292
TOTALE	57,564	66,179	+8,615

Tabella 6.2 – Settore trasporti, veicoli su strada, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

La voce di costo principale è quella relativa all'acquisto di automobili private (Tabella 6.3). In questo segmento si concentra la maggior parte degli investimenti necessari per veicoli elettrici a scapito di quelli a combustione interna. Si tratta di investimenti sostenuti prevalentemente da privati, ma che necessiteranno di incentivi pubblici (finanziari e non), per raggiungere i livelli di diffusione previsti. Anche nei motocicli si nota una maggiore elettrificazione nello scenario di Policy (Tabella 6.4)

Automobili private	RIFERIMENTO mld€ (2023-2030)	POLICY mld€ (2023-2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Elettriche (BEV+PHEV)	2,490	19,891	+17,402
Metano	1,533	2,362	+0,829
Idrogeno	-	-	-
Combustione interna	47,627	36,335	-11,293
TOTALE	51,650	58,587	+6,938

Tabella 6.3 – Settore trasporti, automobili private, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Motocicli	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Elettrici	0,048	0,493	0,445
Combustione interna	2,537	2,101	-0,436
TOTALE	2,585	2,594	0,009

Tabella 6.4 – Settore trasporti, motocicli, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Gli investimenti relativi agli autobus (Tabella 6.5) includono sia il TPL sia gli autobus privati e a noleggio. Gli investimenti maggiori sono sostenuti dal TPL, soprattutto in termini di motorizzazioni alternative (Tabella 6.6). Nello scenario di Riferimento gli investimenti riguardano principalmente il rinnovo fisiologico del parco mezzi con veicoli tradizionali. Nello scenario di Policy, la tecnologia prevalente nelle nuove immatricolazioni è il metano, ma gli investimenti in veicoli elettrici e soprattutto a idrogeno riflettono il costo decisamente superiore del mezzo⁸⁷.

Autobus totale (TPL + privati)	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Elettrici	0,009	0,073	+0,064
Metano	0,002	0,117	+0,115
Idrogeno	-	0,085	+0,085
Combustione interna	0,190	0,039	-0,151
TOTALE	0,201	0,314	+0,113

Tabella 6.5 - Settore trasporti – autobus, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Autobus TPL	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Elettrici	0,009	0,053	+0,044
Metano	0,002	0,097	+0,095
Idrogeno	-	0,070	+0,070
Combustione interna	0,126	-	-0,126
TOTALE	0,137	0,220	+0,083

Tabella 6.6 – Settore trasporti - dettaglio autobus TPL, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Il trasporto merci su strada (furgoni leggeri e camion pesanti) vede una trasformazione marcata nello scenario di Policy che si traduce in un aumento degli investimenti necessari nello scenario di Policy rispetto al Riferimento del 50% (Tabella 6.7). Gli investimenti relativi a veicoli elettrici sono interamente afferenti al trasporto leggero al 2030, mentre il trasporto pesante investe su metano e idrogeno.

Mezzi per trasporto merci su strada	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Elettrici	0,023	0,950	+0,927
Metano	0,281	0,805	+0,524
Idrogeno	-	0,517	+0,517
Combustione interna	2,823	2,411	-0,412
TOTALE	3,127	4,683	+1,556

Tabella 6.7 – Settore trasporti, trasporto merci su gomma, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

⁸⁷ Costo medio per autobus: diesel 180.000€, metano 200.000€, elettrico 400.000, idrogeno 750.000€.

La diffusione di veicoli ad alimentazione alternativa richiede anche la realizzazione delle relative infrastrutture di rifornimento e ricarica, i cui costi di investimento non sono inclusi nelle stime sopra riportate, ma analizzati nel capitolo *Infrastrutture energetiche*.

Altro elemento importante per la decarbonizzazione del settore trasporti è la disponibilità di vettori energetici a basso contenuto di carbonio, quali l'energia elettrica rinnovabile, l'idrogeno, il biometano e i biocarburanti liquidi. Lo sviluppo delle infrastrutture di produzione aggiuntive e gli investimenti necessari per la regione Veneto al fine di traghettare la maggiore diffusione di questi vettori, come prevista nello scenario di Policy rispetto allo scenario di Riferimento, è analizzato nel capitolo 5, in termini di sviluppo del fotovoltaico, costruzione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde e impianti di produzione di biometano.

I biocarburanti liquidi possono più facilmente essere importati da altre regioni o dall'estero sfruttando la rete di distribuzione esistente dei carburanti fossili, per cui risulta più difficile quantificare la necessità di produzione locale. In Veneto però esiste una delle bioraffinerie attualmente in funzione in Italia per la produzione di HVO diesel. La bioraffineria Eni di Porto Marghera (Venezia) ha una capacità di lavorazione di 360 kt di carica (bio) in ingresso, con potenziamento previsto entro la fine del 2025 fino a 600 kt e potenziale totale di produzione di circa 0,5 milioni di tonnellate di HVO diesel e bioGPL. Questa bioraffineria è stata inclusa in entrambi gli scenari analizzati e quindi non ha comportato investimenti aggiuntivi nello scenario di Policy; gli investimenti sostenuti da Eni per la riconversione della raffineria sono stimati pari a circa 0,3 miliardi di euro.

Settore civile

Molti edifici, sia residenziali che commerciali, richiedono interventi significativi per migliorarne l'efficienza energetica e ridurre le emissioni. Attualmente, il tasso di riqualificazione energetica in Italia riflette una realtà complessa: mentre alcuni immobili hanno beneficiato di interventi profondi, molti altri sono stati soggetti solo a cambiamenti minimi, come la sostituzione degli infissi. Questa situazione rende difficile quantificare in modo preciso il progresso verso gli obiettivi nazionali di efficienza energetica.

La discrepanza tra interventi minori e ristrutturazioni profonde ha reso necessaria l'introduzione di un nuovo indicatore, il tasso virtuale di ristrutturazione profonda. Questo strumento mira a fornire una misurazione più accurata del progresso nella riqualificazione energetica, considerando non solo la quantità, ma anche la qualità degli interventi, differenziando i semplici miglioramenti dalle ristrutturazioni complete, in quanto queste ultime hanno un impatto più significativo sull'efficienza energetica complessiva. Tale approccio permette di trasformare il tasso reale di intervento – che include tutte le tipologie di interventi, anche quelli minimi – in un valore che riflette il grado di riqualificazione profonda che si avrebbe se tutti i risparmi energetici fossero derivati da ristrutturazioni edificio-impianto complete.

Come indicato nel PNIEC 2023⁸⁸, il tasso virtuale di ristrutturazione profonda annuo del parco immobiliare nazionale, stimato partendo dalla media del risparmio energetico conseguito nel 2014-2018 grazie agli interventi relativi al comma 344 dell'Ecobonus (riqualificazione globale), si aggira intorno a 0,26%. Questo può essere integrato considerando anche gli interventi di efficientamento incentivati attraverso le detrazioni fiscali per il recupero edilizio (Bonus Casa), per i quali è stato stimato un tasso di ristrutturazione annuo pari allo 0,59%. Tenendo conto di entrambi i meccanismi di incentivazione ad oggi vigenti, Ecobonus e Bonus Casa, il tasso virtuale di ristrutturazione profonda risulterebbe quindi pari allo 0,85%. Questo tasso di ristrutturazione profonda medio è stato adottato per gli scenari e declinato poi nei valori di 1%/anno per gli edifici costruiti prima del 2001 e 0,16 %/anno per gli edifici costruiti dopo il 2001; tale distinzione si riferisce alle due classi di vetustà degli edifici presenti nel modello energetico TIMES, la ristrutturazione profonda interessa infatti principalmente gli edifici più vetusti ed energivori.

⁸⁸ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» Giugno 2023». https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf.

Applicando questi tassi di ristrutturazione nello scenario di Riferimento si ottiene la riqualificazione di circa 13 milioni di m² nel periodo 2023-2030 (circa 118.000 abitazioni, considerando una superficie media regionale delle abitazioni di circa 110 m²), nello scenario di Policy si abilita la possibilità di incrementare questo tasso medio di ristrutturazione per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica e decarbonizzazione. Il risultato dello scenario è la ristrutturazione di ulteriori 13 milioni di m², andando quindi a raddoppiare il tasso medio di ristrutturazione profonda dello scenario di riferimento (236.000 abitazioni complessive).

Le valutazioni degli investimenti in interventi di riqualificazione degli edifici sono esogene al modello TIMES e si basano sul monitoraggio delle misure esistenti in termini di costi; si è fatto quindi riferimento al costo medio risultante per gli interventi sull'involucro dai dati del rapporto annuale 2022 detrazioni fiscali di ENEA per la regione Veneto (Tabella 6.8, dati 2021). Per gli investimenti in nuove tecnologie di uso finale (pompe di calore, caldaie e altre tecnologie elettriche) si fa invece riferimento ai risultati endogeni del modello TIMES.

Intervento	Numero Interventi	Superficie [m ²]	%	R.E. (#) [GWh/anno]	%	Totale Costi	%
Pareti Verticali (PV)	6.656	1.486.354	57,1%	81,61	51,7%	368.672.539,48 €	41,2%
Soffitti e tetti disperdenti (PO)	4.771	589.090	22,6%	34,93	22,1%	132.088.271,61 €	14,7%
Pareti orizzontali (PS) (Pavimenti)	1.323	116.287	4,5%	6,03	3,8%	24.973.769,75 €	2,8%
Sostituzione infissi	10.782	211.727	8,1%	33,64	21,3%	299.441.081,83 €	33,4%
Pareti orizzontali (Tetti non disperdenti) (POND)	780	122.038	4,7%			32.954.972,43 €	3,7%
Schermature solari – chiusure oscuranti	1.462	27.688	1,1%	0,89	0,6%	16.293.751,50 €	1,8%
Schermature solari- tende – veneziane	2.771	51.902	2,0%	0,90	0,6%	21.278.088,86 €	2,4%
Totale	28.545,0	2.605.086	100,0%	158,00	100,0%	895.702.475,46 €	100,0%

(*) Condomini, Edifici monofamiliari, Unità immobiliari funzionalmente indipendenti

(#) Risparmio energetico annuo di energia primaria non rinnovabile

Fonte: ENEA

Tabella 6.8 – Dati superbonus 110 - Rapporto annuale detrazioni fiscali ENEA 2022, dati regione Veneto (riferito a dati 2021).

Incrociando i costi totali con la superficie totale si trova un costo medio di 344 €/m². Moltiplicando questo costo medio per i 13 milioni di m² da riqualificare nello scenario di Riferimento risulterebbe un investimento pari a 4,5 miliardi di euro che sale a 9,0 miliardi di euro nello scenario di Policy con un delta di circa 4,5 miliardi di euro.

Per il settore terziario è stata fatta una stima più semplificata degli investimenti, in quanto nel modello TIMES regionale il settore è rappresentato in modo meno dettagliato senza la quantificazione delle superfici. Per stimare la superficie da riqualificare e calcolare in seguito gli investimenti necessari ci si è quindi basati sul monitoraggio delle misure di efficienza energetica nel settore.

A livello nazionale la valutazione dell'efficacia delle misure esistenti nel settore terziario (PREPA, Risparmio PA, Requisiti minimi, Fondo Kyoto ecc..) quantifica un risparmio medio pari a circa 190 kWh per m² riqualificato (Fonte: dati monitoraggio MASE). Sulla base del risparmio conseguito al 2030 nel settore terziario nei due scenari, dovuto ai soli interventi sull'involucro, e determinato con il modello TIMES, è stata quindi stimata la superficie complessiva del terziario da riqualificare (pubblico + privato).

- Riferimento = 27 ktep -> 1,681 milioni di m²
- Policy = 150 ktep -> 9,137 milioni di m²

Nello scenario di Policy l'incremento delle riqualificazioni rispetto al Riferimento è guidato sia dall'obiettivo generale di riduzione dei consumi finali definito dalla Direttiva Efficienza Energetica (-0,8% annuo) sia dall'obiettivo specifico di riduzione dei consumi del settore pubblico (-1,9% annuo).

Anche per il terziario è stato utilizzato il costo medio di 344 €/m² (da Tabella 6.8) per gli interventi sull'involucro. Incrociando questo costo specifico con le superfici si ottiene un investimento pari a 0,6 miliardi di euro nello scenario di Riferimento e di 3,2 miliardi di euro nello scenario di Policy con un delta di circa 2,6

miliardi di euro. Complessivamente nel settore civile l'investimento per la riqualificazione ammonterebbe quindi a circa 5,053 miliardi di euro nello scenario di Riferimento e 12,121 miliardi di euro in quello di Policy con un delta di circa 7,068 miliardi di euro (Tabella 6.9).

Riqualficazione edilizia	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Residenziale	4,475	8,978	+4,503
Terziario	0,578	3,143	+2,565
TOTALE	5,053	12,121	+7,068

Tabella 6.9 – Settore civile, riqualificazione edilizia, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Oltre alla riqualificazione degli edifici saranno poi significativi gli investimenti in nuove tecnologie di uso finale. Negli scenari si prospetta in generale una maggiore elettrificazione dei consumi finali del settore civile, in particolare del servizio di riscaldamento con l'installazione di pompe di calore. Oltre al settore residenziale, anche nel settore terziario gli scenari delineano una crescita dell'elettrificazione della climatizzazione, partendo però da un livello di elettrificazione già elevato.

Nel settore civile, nello scenario di Riferimento si stima complessivamente un investimento di circa 2,137 miliardi di euro per nuove pompe di calore, mentre in quello di Policy l'investimento sale a 4,655 miliardi di euro con un delta di 2,518 miliardi di euro (Tabella 6.10). In entrambi gli scenari si segnala anche l'installazione di pompe di calore geotermiche nel settore terziario.

Tecnologie	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Pompe di calore elettriche	2,137	4,655	+2,518
di cui nel residenziale	0,809	2,098	+1,289
di cui nel terziario	1,328	2,557	+1,229
Di cui geotermiche	0,063	0,199	+0,136
di cui nel residenziale	-	-	-
di cui nel terziario	0,063	0,199	+0,136

Tabella 6.10 - Settore civile, pompe di calore, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Nello scenario di Riferimento, investendo meno in pompe di calore, si investe però maggiormente in altre tecnologie per la climatizzazione e produzione di Acqua Calda Sanitaria (ACS) – ad es. sostituzione di caldaie tradizionali con caldaie più efficienti a condensazione, installazioni di impianti solari termici per ACS ecc. – con un extracosto di circa 1,780 miliardi rispetto allo scenario di Policy (Tabella 6.11). Oltre alla naturale sostituzione degli impianti a fine vita si ricorda inoltre che anche nello scenario di Riferimento è imposto un obiettivo di riduzione delle emissioni non-ETS che spinge verso l'installazione di tecnologie più efficienti.

Tecnologie	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Caldaie e impianti per ACS	12,398	10,618	-1,780
di cui nel residenziale	10,487	9,545	-0,942
di cui nel terziario	1,911	1,073	-0,838

Tabella 6.11 – Settore civile, caldaie e impianti per ACS, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Nello scenario di Policy si hanno poi maggiori investimenti anche in altre tecnologie elettriche (Tabella 6.12), principalmente nel settore residenziale, con l'acquisto di elettrodomestici più efficienti quali ad esempio frigoriferi, asciugatrici, lavatrici, ecc. Nello scenario di Policy è infatti imposto anche un obiettivo di riduzione dei consumi finali al 2030 che traina l'installazione di tecnologie più efficienti.

Tecnologie	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Elettrodomestici e altre tecnologie elettriche	4,102	4,594	+0,492
di cui nel residenziale	2,493	2,847	+0,354
di cui nel terziario	1,609	1,747	+0,138

Tabella 6.12 – Settore civile, elettrodomestici e altre tecnologie elettriche, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Per il settore residenziale si analizza nel dettaglio la spesa per gli investimenti in diverse tipologie di elettrodomestici. Nello scenario di Policy si rileva una maggiore installazione di tecnologie con classe energetica superiore per un extracosto di investimento di circa 354 milioni di euro cumulati (Tabella 6.13). Nel settore terziario la grande eterogeneità di apparecchiature elettriche non permette un'analisi di dettaglio come per il settore residenziale, anche in questo caso si registra comunque un extracosto nello scenario di Policy di circa 138 milioni di euro cumulati.

Elettrodomestici residenziale	RIFERIMENTO mld€ (2023- 2030)	POLICY mld€ (2023- 2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Asciugabiancheria	0,078	0,084	+0,006
Frigoriferi+congelatori	0,806	0,884	+0,078
Illuminazione	0,433	0,562	+0,129
Lavaggio biancheria	0,584	0,638	+0,054
Lavaggio stoviglie	0,398	0,426	+0,028
Cottura elettrica	0,103	0,162	+0,059
Altre tecnologie elettriche	0,091	0,091	-
TOTALE	2,493	2,847	+0,354

Tabella 6.13 - Settore residenziale, dettaglio elettrodomestici, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€)

Complessivamente, quindi, lo scenario di Policy ha un extracosto relativo agli investimenti in nuove tecnologie di uso finale nel settore civile pari a 1,232 miliardi di euro (Tabella 6.14). L'extracosto è dato dalla maggiore spesa prevista per pompe di calore e altre tecnologie elettriche più efficienti, mitigato però dalla minore spesa prevista per l'acquisto di altre tecnologie di climatizzazione (es. caldaie), che è invece maggiore nello scenario di Riferimento.

Tecnologie	RIFERIMENTO mld€ (2023-2030)	POLICY mld€ (2023-2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Pompe di calore	2,137	4,655	+2,518
di cui nel residenziale	0,809	2,098	
di cui nel terziario	1,325	2,557	
Caldaie e ACS	12,398	10,618	-1,780
di cui nel residenziale	10,487	9,545	
di cui nel terziario	1,911	1,073	
Altre tecnologie elettriche	4,102	4,594	+0,492
di cui nel residenziale	2,493	2,847	
di cui nel terziario	1,609	1,747	
TOTALE	18,637	19,869	+1,232

Tabella 6.14 – Settore civile, tecnologie uso finale, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Andando infine a calcolare l'extracosto complessivo dello scenario di Policy rispetto allo scenario di Riferimento in termini di investimenti nel settore civile si ottiene il valore cumulato di **8,298 miliardi di euro** (Tabella 6.15).

Tipologia	RIFERIMENTO mld€ (2023-2030)	POLICY mld€ (2023-2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Riqualficazione edilizia	5,053	12,121	+7,068
Pompe di calore	2,137	4,655	+2,518
Caldaie e ACS	12,398	10,618	-1,780
Altre tecnologie (altre apparecchiature elettriche)	4,102	4,594	+0,492
TOTALE	23,690	31,988	+8,298

Tabella 6.15 – Settore civile, delta costo complessivo investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Un tema sempre più ricorrente e di interesse nel settore residenziale riguarda la condizione di Povertà Energetica (PE), definita dall'impossibilità di acquistare un quantitativo minimo di beni e servizi energetici, con implicazioni su salute, benessere e mobilità dei cittadini. La povertà energetica è un fenomeno complesso e multidimensionale, che dipende da diversi fattori, tra cui il reddito, il costo dell'energia, la qualità dell'abitazione, il clima e le abitudini di consumo e ha conseguenze negative sia per le persone che la subiscono, sia per l'ambiente e il sistema energetico. È molto importante considerare il legame tra Povertà Energetica e stato di salute dei cittadini; le condizioni di PE vanno infatti a compromettere ulteriormente lo stato di famiglie già più esposte a rischi per le loro condizioni socioeconomiche.

La povertà energetica rappresenta una sfida per la transizione energetica. La transizione energetica ha come obiettivo principale la riduzione delle emissioni di gas serra responsabili dei cambiamenti climatici, ma ha anche altri benefici, come la creazione di occupazione, la diversificazione delle fonti, la sicurezza energetica e la qualità dell'aria. Per realizzare la transizione energetica, sono necessari investimenti ingenti, innovazioni tecnologiche, riforme normative e coinvolgimento sociale. Tuttavia, la transizione energetica non può prescindere dalla lotta alla povertà energetica, che ne costituisce una condizione necessaria e un'opportunità. Infatti, se da un lato la povertà energetica ostacola la transizione energetica, limitando la capacità di investimento e di adozione di soluzioni efficienti e rinnovabili da parte delle famiglie, dall'altro la transizione energetica può contribuire a ridurre la povertà energetica, offrendo soluzioni più accessibili, convenienti e sostenibili. In questo senso, la transizione energetica può essere vista come un'occasione di inclusione sociale ed economica, oltre che di tutela ambientale.

Per contrastare adeguatamente il fenomeno bisogna agire su più fronti con specifiche politiche:

- Bonus o tariffe sociali per ridurre la spesa energetica delle famiglie in PE;
- Regolamenti, agevolazioni fiscali, certificati, per migliorare l'efficienza energetica delle abitazioni;
- Sussidi rivolti a famiglie a basso reddito.

La Tabella 6.16 riporta i dati di povertà energetica su scala regionale estratti dai rapporti ARERA; la percentuale di POD/PDR in povertà energetica rispetto al totale in regione è salita dal 5% nel 2021 all'8% nel 2022.

		POD	PDR
2021	Totale	2.201.460	1.924.200
	Numero in PE	110.073	96.210
	Percentuale in PE	5%	5%
	Stima sussidi/bonus erogati	€ 120.000	€ 100.000
2022	Totale	2.201.460	1.924.200
	Numero in PE	176.117	173.178
	Percentuale in PE	8%	9%
	Stima sussidi/bonus erogati	€ 200.000	€ 175.000

Tabella 6.16 – Dati povertà energetica in Veneto da rapporti annuali ARERA.

La Povertà Energetica è determinata dal reddito delle famiglie, dal prezzo dell'energia e dalle caratteristiche dell'edificio. Un edificio meno efficiente richiede una maggior spesa; l'incremento dell'efficienza energetica delle abitazioni può avere un contributo cruciale nel ridurre i fabbisogni energetici, determinando una riduzione dei costi di approvvigionamento e quindi dell'incidenza sulla spesa delle famiglie, spesso anche migliorandone contestualmente le condizioni di comfort e benessere. La maggior parte delle persone che percepiscono almeno un bonus sociale (elettricità e/o gas) vive in condominio; la Figura 6.1 riporta un esempio⁸⁹ di impatti di specifici interventi di efficienza su un condominio medio di 5 piani e 10 appartamenti, costruito negli anni '70 in zona E, con una superficie netta di 834 m² e un volume di circa 2500 m³. Gli elevati investimenti richiesti per il retrofit completo sono ripagati dal più alto livello di efficientamento che si raggiunge.

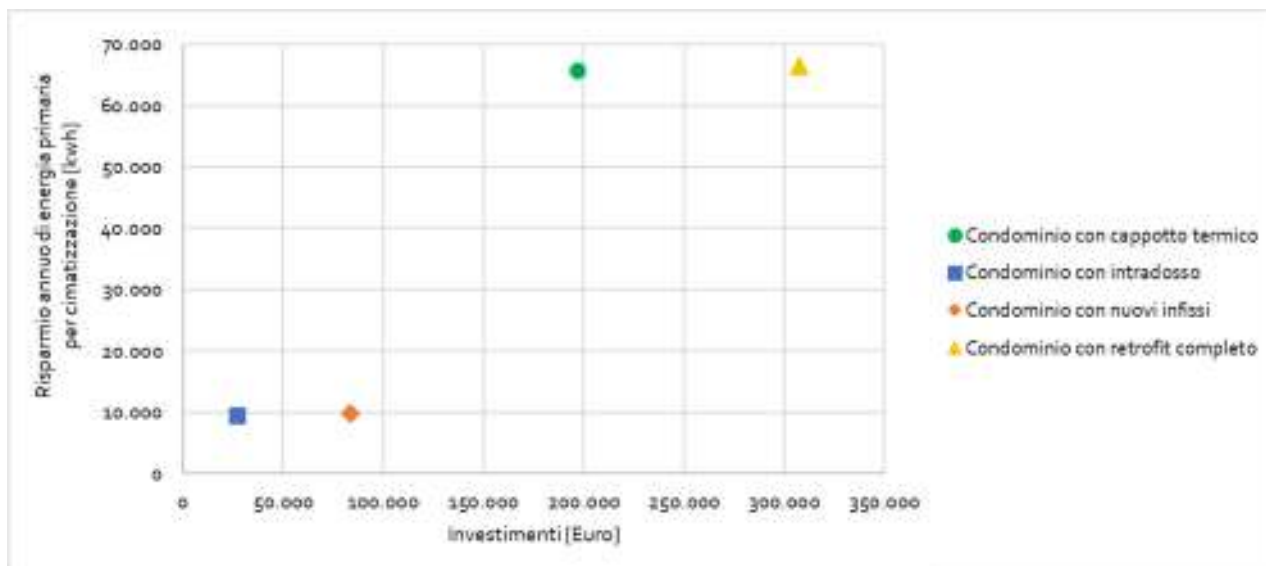


Figura 6.1 - Esempio di analisi costi-benefici di interventi di efficienza in un condominio tipo⁷⁸.

Per gli interventi di efficientamento sugli edifici è importante tener conto che la maggior parte delle famiglie in PE risiedono in abitazioni non di proprietà, per cui il problema di scarsi incentivi per i proprietari determina la possibilità di fare efficienza solo attraverso comportamenti più consapevoli. Sono quindi necessarie misure

⁸⁹ A. Realini, S. Maggiore, M. Borgarello e E. Brugnetti, «Impatto delle politiche di efficienza energetica e delle soluzioni tecnologiche sugli utenti vulnerabili, Deliverable RSE n.21009862» Dicembre 2021.

che sostengano e amplifichino il dialogo tra locatari e proprietari, assicurando maggior sostegno economico e tecnico, una semplificazione delle procedure, maggior assistenza tecnica in materia di efficienza energetica, intervenendo prioritariamente sull'edilizia residenziale pubblica, con le risorse necessarie per riqualificare il patrimonio, anche dal punto di vista energetico, riducendo i consumi e con essi la cosiddetta "povertà energetica" di chi ci vive, oltre a offrire risposte all'attuale emergenza abitativa.

Settore industriale

Il settore industriale è rappresentato nel modello energetico TIMES regionale in modo semplificato, non sono infatti presenti le tecnologie di uso finale, ma ogni singolo sottosettore è rappresentato solo da una tecnologia equivalente per la quale è indicato un valore di intensità energetica (energia consumata per produrre un'unità di valore aggiunto settoriale), oltre che dal diverso mix di vettori consumati. Per gli scenari si prospetta quindi un miglioramento dell'intensità energetica industriale sulla base dei risultati ottenuti negli ultimi anni tramite i meccanismi di incentivazione (principalmente i certificati bianchi).

Per la stima degli investimenti non è quindi possibile calcolare l'esborso complessivo degli investimenti per lo scenario di Riferimento e di Policy, ma si utilizza il valore medio dei certificati bianchi negli ultimi anni per calcolare l'extracosto dello scenario di Policy (pari a 250 €/tep risparmiato). Nello scenario di Policy si ottiene un risparmio aggiuntivo cumulato dal 2023 al 2030 pari a circa 0,343 Mtep rispetto allo scenario di Riferimento; moltiplicando questo valore per 250 €/tep si ottengono circa **86 milioni di euro** aggiuntivi.

Gli investimenti nel settore industriale non si limitano però esclusivamente all'efficientamento energetico ma abbracciano un ventaglio più ampio di iniziative volte a promuovere la sostenibilità e l'innovazione. Questi investimenti sono cruciali per la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, specialmente nei settori industriali considerati *hard-to-abate*, ovvero quei settori in cui la riduzione delle emissioni di CO₂ è particolarmente complessa.

L'installazione di impianti rinnovabili è ad esempio fondamentale non solo per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, ma anche per diminuire l'impronta carbonica del settore industriale. L'energia generata dagli impianti fotovoltaici (FV) può infatti ridurre significativamente i costi dell'energia per le industrie e questo si traduce in una riduzione diretta dei costi operativi a lungo termine. Integrando sistemi FV, le aziende diventano inoltre meno dipendenti dalle fluttuazioni dei prezzi dell'energia sul mercato, ottenendo una maggiore prevedibilità dei costi di produzione. Le installazioni FV richiedono spazio, che può essere limitato in alcune aree industriali. Tuttavia, l'installazione su tetti di capannoni o l'uso di terreni marginali possono mitigare questo problema. Come successivamente indicato nel paragrafo *Impianti fotovoltaici (FV)*, una quota significativa della nuova capacità di impianti FV potrebbe infatti essere installata su immobili produttivi o in aree a destinazione produttiva.

Nel contesto dei settori *hard-to-abate*, come l'industria pesante (acciaierie, cementifici, industria chimica), l'integrazione degli impianti FV con tecnologie per la produzione e l'utilizzo di idrogeno verde rappresenta una soluzione promettente. L'idrogeno prodotto attraverso elettrolisi alimentata da energia solare può servire come materia prima, vettore energetico o per lo stoccaggio di energia, contribuendo significativamente alla decarbonizzazione di questi settori. Si richiamano ad esempio gli investimenti previsti per l'installazione di elettrolizzatori nella bioraffineria di Venezia per la produzione di idrogeno verde. Il settore industriale può inoltre contribuire alla produzione di biometano, un gas rinnovabile prodotto dalla digestione anaerobica di biomasse. L'energia solare può essere utilizzata per alimentare il processo di digestione o per il trattamento dei substrati, aumentando l'efficienza del processo e riducendo ulteriormente l'impronta carbonica del settore industriale.

Altro contributo del settore industriale agli obiettivi di decarbonizzazione può arrivare dal rinnovamento della flotta aziendale e acquisto di veicoli con motorizzazione alternativa; questo richiederà investimenti, spesso privati, anche per l'installazione delle relative infrastrutture di rifornimento e ricarica elettrica.

Gli investimenti in ricerca e innovazione giocano infine un ruolo cruciale nell'ottimizzazione e nello sviluppo di nuove soluzioni per il settore industriale. Gli investimenti in sistemi di monitoraggio dei consumi industriali sono un elemento chiave per migliorare l'efficienza energetica, ridurre i costi operativi e minimizzare l'impatto

ambientale delle attività produttive. Questo processo implica la raccolta, l'analisi e la gestione dei dati relativi al consumo di energia e di altre risorse all'interno di un'industria. Implementare un sistema efficace di monitoraggio dei consumi consente alle aziende di identificare inefficienze, ottimizzare i processi produttivi e adottare strategie più sostenibili.

Infrastrutture energetiche

Gli investimenti nel settore delle infrastrutture energetiche sono fondamentali per sostenere lo sviluppo economico, garantire la sicurezza energetica e raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Questo settore include una vasta gamma di attività, tra cui la produzione, la trasmissione, la distribuzione e l’accumulo di energia, nonché lo sviluppo di infrastrutture di rifornimento e ricarica. La Tabella 6.17 mostra la sintesi degli investimenti addizionali necessari a raggiungere gli obiettivi dello scenario di Policy rispetto a quello di Riferimento; nei paragrafi successivi sono poi descritti con maggiore dettaglio gli interventi considerati e le ipotesi che hanno portato a determinare la stima degli investimenti.

Infrastrutture	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Impianti FV	+2,864
Elettrolizzatori	+0,142
Biometano	+0,090
Infrastrutture di rifornimento e ricarica	+1,303
Reti elettriche di distribuzione	+0,821
Accumuli elettrici	+0,223
Totale	+5,443

Tabella 6.17 – Infrastrutture energetiche, delta costo Policy-Riferimento, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Impianti fotovoltaici (FV)

Gli investimenti in impianti fotovoltaici (FV) stanno assumendo un ruolo sempre più rilevante all'interno del settore elettrico, soprattutto nell'ambito del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Anche a livello veneto, negli scenari si stima che i nuovi investimenti in nuovi impianti FER saranno praticamente tutti relativi al FV. A partire dalla capacità installata al 31 dicembre 2022 si prospettano due diversi scenari di sviluppo del FV nella regione (Tabella 6.18). Nello scenario di Riferimento si prosegue con la tendenza attuale che vede l’installazione di impianti prevalentemente non a terra – anche al 2030 si mantiene il rapporto non a terra (84%) / a terra (16%) del 2022. Nello scenario di Policy si ipotizza invece una maggiore quota di nuove installazioni a terra andando a sfruttare anche aree marginali. Complessivamente il rapporto impianti non a terra/terra arriva al 2030 in questa ipotesi ai valori di 67%/33%.

	Capacità 2024 (dati GSE)	Capacità 2022 (dati GSE)	Capacità 2030 (Riferimento)	Capacità 2030 (Policy)
Impianti FV non a terra		2,094 GW (84%)	4,036 GW (84%)	5,523 GW (67%)
Impianti FV a terra		0,399 GW (16%)	0,769 GW (16%)	2,730 GW (33%)
TOTALE	3,768 GW	2,493 GW	4,805 GW	8,253 GW

Tabella 6.18 – Confronto tra capacità al 2022 e capacità degli scenari di Riferimento e Policy al 2030.

Nell’ipotesi sopra descritta per lo scenario di Policy (con rapporto impianti non a terra/terra pari a 67%/33%) si prospetta l’installazione di circa 5,760 GW di nuovi impianti FV rispetto al dato 2022. Di questi circa 2,331 GW di impianti potranno essere installati a terra sfruttando zone produttive, aree più marginali come discariche, cave, aree adiacenti alle autostrade e aree agricole (anche mediante agrivoltaici) fermo restando quanto disposto dalla normativa vigente, in primis dall’art. 5 del DL 15 maggio 2024 n. 63, convertito in legge

con modificazioni dalla Legge 12 luglio 2024, n. 10, in tema di limitazioni dell'uso del suolo agricolo. I restanti 3,429 GW potranno invece essere installati oltre che sugli edifici del settore civile principalmente su immobili produttivi del settore industriale e terziario (circa il 70%), senza dimenticare anche le potenzialità delle coperture dei parcheggi.

Al 2030 si considera un costo di investimento medio del FV non a terra di circa 970 €/kW mentre per il FV a terra di circa 725 €/kW. I costi 2030 delle tecnologie si basano sulle ipotesi di riduzione previste dagli scenari europei PRIMES (dati scenario EUref2020), adeguate però al contesto italiano sulla base dell'andamento dei costi degli ultimi anni. Considerando il periodo 2023-2030 l'investimento in FV sarebbe quindi di 2,152 miliardi di euro nel Riferimento e di 5,016 miliardi di euro nello scenario di Policy con un delta di **2,864 miliardi** (Tabella 6.19).

Fotovoltaico	RIFERIMENTO mld€ (2023-2030)	POLICY mld€ (2023-2030)	Δ investimenti cumulati mld€ (2023-2030)
Impianti FV non a TERRA	1,884	3,326	+1,422
Impianti FV a TERRA	0,268	1,690	+1,442
TOTALE	2,152	5,016	+2,864

Tabella 6.19 – Settore infrastrutture energetiche, nuovi impianti FV, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Per gli impianti non a terra si riporta il dettaglio degli investimenti, nell'ipotesi di sviluppo del FV presa in considerazione per lo scenario di Policy, mostrando una possibile ripartizione degli investimenti tra le diverse tipologie di edifici e strutture sulle quali si ipotizza l'installazione dei nuovi impianti FV (Tabella 6.20). Si nota come in questa ipotesi la maggioranza dei nuovi impianti potrebbe essere installata sulle superfici di immobili produttivi (oltre il 70%).

Impianti FV non a TERRA	POLICY mld€ (2023-2030)
Immobili produttivi	2,424
Parcheggi	0,058
Immobili a uso sportivo	0,009
Scuole	0,071
Edifici civili	0,764
TOTALE	3,326

Tabella 6.20 – Scenario di Policy, ipotesi di ripartizione delle installazioni dei nuovi impianti FV non a terra, investimenti cumulati nel periodo 2023-2030 (mld€).

Elettrolizzatori

Nello scenario di Policy vengono installati 218 MWe di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde, sia alcalini (ALK) sia a membrana elettrolitica polimerica (PEM), di cui 19 MW dedicati alla bioraffineria di Venezia. Nello scenario di Riferimento non è stata considerata l'ipotesi di utilizzo del vettore idrogeno.

Per quanto riguarda i costi di investimento degli elettrolizzatori al 2025/2030 si è fatto riferimento alle tecnologie PEM e ALK considerando impianti di piccola taglia.

- elettrolizzatori ALK di piccola taglia: 602 €/kWe⁹⁰
- elettrolizzatori PEM di piccola taglia: 697 €/kWe⁹¹.

Ipotizzando un costo medio di circa 650 €/kWe si ottiene un investimento nello scenario di Policy pari a **0,142 miliardi di euro**.

Va specificato però che il costo degli elettrolizzatori dipende significativamente dalla scala (i costi degli elettrolizzatori oltre i 5 MW sono significativamente minori di quelli con taglia inferiore al MW), dalla tipologia (PEM più economici, alcalini più costosi) e dalle economie di scala. È quindi ipotizzabile che la sempre maggiore diffusione degli elettrolizzatori comporti nel tempo una stabilizzazione dei prezzi verso il basso. Questa ipotesi di riduzione dei costi al 2030 è in linea con le assunzioni dello scenario nazionale PNIEC.

Una parte degli investimenti necessari per l'installazione degli elettrolizzatori ipotizzati nello scenario di Policy sono finanziati dai bandi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Ad esempio, Sapio ha ottenuto un finanziamento di 17,3 milioni di euro dal bando relativo a "Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse (hydrogen valleys)" per il progetto "Hydrogen valley Venezia" finalizzato alla realizzazione di un elettrolizzatore da 5MW. Altri elettrolizzatori di piccola taglia sono accoppiati alla stazione di rifornimento e finanziati con i bandi "Sperimentazione dell'idrogeno nel trasporto stradale" e "Sperimentazione dell'idrogeno nel trasporto ferroviario".

Biometano

Nella regione Veneto la potenzialità di produzione di biometano è stata individuata in 50-60 gli impianti a biogas potenzialmente convertibili al 2030 con una produzione complessiva di circa 120 milioni di m³/anno di biometano. A questi vanno sommati ulteriori 30 nuove unità che possono essere realizzate al 2030.

Per lo scenario di Riferimento è stato quindi assunto come potenziale massimo il valore di circa 120 milioni di m³/anno, mentre per lo scenario di Policy si è assunto un valore incrementato a 180 milioni di m³/anno.

Sulla base di queste produzioni potenziali al 2030 sono stati quindi stimati gli investimenti necessari tenendo conto delle seguenti ipotesi:

- fino a 120 mln m³/anno sfrutta impianti di produzione di biogas esistenti; quindi, i costi sono relativi al solo upgrade a biometano;
- oltre i 120 mln m³/anno sono impianti aggiuntivi completamente nuovi; quindi, i costi si riferiscono sia al digestore anaerobico sia all'upgrade del biometano.

Ipotesi di costo (Fonte: rielaborazione RSE su dati della Danish Energy Agency⁹²):

Solo upgrade: 0,24 Eur/m³ per solo upgrade su digestori esistenti

Digestore anaerobico + upgrade : 1,50 Eur/m³ per nuovo digestore + upgrade

Al 2030 gli investimenti in impianti per la produzione di biometano ammontano a circa 0,029 miliardi di euro nel Riferimento e a 0,119 miliardi di euro nel Policy, comportando una spesa aggiuntiva di **0,090 miliardi di euro**.

Infrastruttura di rifornimento idrogeno e ricarica elettrica dei veicoli

⁹⁰ Element Energy (2018), "Hydrogen supply chain evidence base", plant size 10 MW (https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c00053d40f0b65b09a3a827/H2_supply_chain_evidence_publication_version.pdf)

⁹¹ Bando H2020 della CE del 2020 «Develop and demonstrate a 100 MW electrolyser upscaling the link between renewables and commercial /industrial applications» (<https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/lc-gd-2-2-2020>)

⁹² Danish Energy Agency. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>

Stazioni di rifornimento idrogeno

Per raggiungere i livelli di consumo di idrogeno previsti dagli scenari, occorrerà realizzare una rete di trasporto e distribuzione dell'idrogeno fino agli utenti finali. Per quanto riguarda il trasporto stradale è prevista la realizzazione di stazioni di rifornimento lungo le direttrici di traffico principali, prevalentemente a servizio del trasporto merci su gomma lungo la rete TEN-T (autostrada Torino-Trieste e direttrice del Brennero). Per questo sono previsti finanziamenti dai bandi PNRR relativi alla sperimentazione dell'idrogeno nel trasporto stradale e ferroviario; in particolare, in Veneto tali bandi andranno a finanziare la costruzione di 8 stazioni di rifornimento realizzate da Autostrada del Brennero, Snam 4 Mobility, Eni, Green factory, Edison e Gemmo, con un investimento complessivo previsto di circa **27 milioni di euro**⁹³. Questo investimento è relativo allo scenario di Policy in quanto nello scenario di Riferimento non è stata considerata l'ipotesi di utilizzo del vettore idrogeno.

Difficile oggi ipotizzare la realizzazione di progetti aggiuntivi non coperti da finanziamenti pubblici, considerato che il settore dell'idrogeno è ancora un mercato nascente e l'attuale diffusione di mezzi a idrogeno pressoché nulla. Il rifornimento del trasporto pubblico locale in ambito urbano sarà invece coperto dalle società di trasporto locale.

Infrastruttura di ricarica elettrica

La forte spinta verso veicoli elettrici per i mezzi leggeri (auto e furgoni) e gli autobus urbani richiederà una diffusione capillare di punti di ricarica, sia privati, sia pubblici, con relativi investimenti. Sono già previsti diversi tipi di finanziamento pubblico in forma di incentivi per coprire parte dei costi dell'installazione di punti di ricarica privata; per l'installazione di infrastrutture di ricarica elettrica ci sono anche i finanziamenti del relativo bando PNRR. Saranno però necessari ulteriori investimenti per la realizzazione di una rete infrastrutturale necessaria a traguardare gli obiettivi di diffusione dei veicoli elettrici previsti nello scenario.

In Veneto sono state censite 256 colonnine di ricarica al 2018, a cui si aggiungono ulteriori 140 nuove postazioni previste dal primo piano di finanziamento Pnire per la regione nel corso del biennio 2019-2020 (PTR Veneto 2030).

Per lo scenario di Riferimento non è stato possibile fare una valutazione accurata della necessità di infrastruttura di ricarica aggiuntiva, non avendo a disposizione informazioni di dettaglio sulla tipologia e dislocazione delle colonnine attualmente presenti in regione. Tuttavia, considerata la minima diffusione di veicoli elettrici ipotizzata nel Riferimento, si ritiene che le colonnine già presenti potrebbero essere considerate sufficienti ai fini di quest'analisi.

Per soddisfare le necessità di ricarica delle auto elettriche previste al 2030 nello scenario di Policy, si stima invece che saranno necessari circa 360.000 punti di ricarica privata e 10.000-12.000 punti pubblici di ricarica, sia veloce sia lenta, che si traducono in circa 5.000-7.000 colonnine pubbliche (Tabella 6.21).

⁹³ <https://hydronews.it/h2it-unottima-notizia-i-36-progetti-ammessi-ai-fondi-del-pnrr-per-le-stazioni-di-rifornimento/>

Auto elettriche	
BEV	320.000
PHEV	180.000
Totale	500.000
Punti di ricarica pubblica veloce	
Autostrada	80
Strade extra-urbane	560
Centri urbani	1.235
Totale	1.875
Punti di ricarica pubblica lenta	
Centri urbani	9.876
Totale	9.876
Punti di ricarica privata lenta	
Totale	360.000

Tabella 6.21 – Auto elettriche e punti di ricarica elettrica necessari in Veneto al 2030 nello scenario di Policy.

Tale stima si basa sulla necessità di un'adeguata copertura geografica della rete di punti di ricarica sull'intero territorio regionale, per cui sono previste stazioni di ricarica veloce in ogni stazione di rifornimento lungo la rete autostradale e una stazione ogni 35 km lungo la rete viaria extraurbana (strade di interesse nazionale, strade regionali e provinciali), con punti di ricarica multipli.

Si ipotizza però che la modalità di ricarica prevalente sarà una ricarica lenta, in ambito privato quando possibile, durante le soste prolungate (e.g. durante la notte). Per la quantificazione dei punti di ricarica necessari in ambito urbano (pubblico e privato), sono state fatte le seguenti assunzioni e semplificazioni:

- Il 72% dei veicoli elettrici avrà accesso a un box in cui verrà installata una wallbox privata per la ricarica lenta (percentuale accesso box per unità abitativa in Veneto secondo dati Doxa).
- Le auto che dispongono di una infrastruttura di ricarica privata utilizzeranno anche l'infrastruttura pubblica per il 15% del loro fabbisogno.
- Il fabbisogno di ricarica pubblica totale in Veneto ammonterà a circa 1,2 GWh al giorno (ipotesi: 30km al giorno, consumo medio conservativo di 200Wh/km per 194'000 veicoli equivalenti).
- I punti di ricarica previsti in ambito extra-urbano potrebbero soddisfare 0,25 GWh al giorno (fattore di utilizzo ipotizzato del 15-20%), mentre i restanti 0,95 GWh al giorno dovranno essere serviti da ricarica pubblica in ambito urbano.
- Si assume un rapporto tra colonnine di ricarica veloci e lente pari a 1:4 (da esempio norvegese), con le colonnine di ricarica veloci dotate di 1 punto di ricarica ciascuna e quelle lente dotate di 2 punti ciascuna.
- Questo porta a una stima di 1.235 colonnine di ricarica veloce in ambito urbano e circa 5.000 colonnine pubbliche di ricarica lenta (c. 10.000 punti).

Alcune di queste assunzioni sono altamente incerte e di conseguenza la stima del fabbisogno di infrastrutture di ricarica elettrica. Ipotizzando ad esempio una variazione del +/-20% di veicoli equivalenti che necessitano di ricarica pubblica, la stima del fabbisogno di punti di ricarica cambia del +/-24%. Considerando invece un fattore di utilizzo inferiore di 5 punti percentuali dei punti di ricarica si arriva a una necessità maggiore di punti di ricarica fino al 40% in più a seconda della tipologia, mentre un aumento di 5 punti percentuali del fattore di carico potrebbe ridurre la necessità di infrastrutture del 26%.

Per la stima dei costi dei punti di ricarica indicati nella Tabella 6., sono state considerate le seguenti tipologie: le stazioni di ricarica in autostrada saranno dotate di hypercharger da almeno 150 kW; le stazioni di ricarica veloce in ambito urbano ed extraurbano avranno una potenza di 50-100 kW; le colonnine lente in ambito urbano avranno una potenza di 22 kW mentre la ricarica privata sarà prevalentemente con wallbox da 7 kW.

Considerando i costi delle diverse tipologie di punti di ricarica (escluse opere civili e costi relativi all'impianto elettrico), si stimano investimenti necessari pari a circa **196 milioni di euro** per la ricarica pubblica e circa **1,080 miliardi di euro** per la ricarica privata domestica.

I veicoli commerciali leggeri a trazione elettrica (BEV) previsti nello scenario sfrutteranno per la maggior parte infrastrutture di ricarica aziendale e incideranno in minima parte sulla necessità di infrastruttura di

ricarica pubblica. Anche gli autobus elettrici richiederanno delle infrastrutture ad hoc. Pertanto, la necessità di infrastrutture di ricarica elettrica per questi mezzi non è inclusa nelle stime sopra. Inoltre, una loro quantificazione dipenderà fortemente dall'organizzazione logistica della flotta e le percorrenze previste per tali mezzi, rendendo difficile una stima ad oggi degli investimenti necessari.

Reti elettriche di distribuzione

Raggiungere gli obiettivi 2030 di decarbonizzazione richiede una forte crescita della generazione distribuita e una spinta all'elettrificazione dei consumi (es. pompe di calore e veicoli elettrici) connessi alle reti di distribuzione. Per questi motivi, sarà necessario potenziare le reti sia con interventi di sviluppo tradizionali (es. rinforzo di linee), sia con l'adozione di sistemi di controllo avanzati in ottica Smart Grid.

RSE ha sviluppato nell'ambito della ricerca di sistema una metodologia che ha lo scopo di quantificare, al crescere dei carichi e dei generatori, rispetto a una condizione di riferimento, gli investimenti necessari per rinforzare le reti di distribuzione e di confrontarli con i benefici dei sistemi di controllo avanzati. Questa metodologia ha il limite di poter essere applicata solo per analizzare i rinforzi necessari alla rete di media tensione, escludendo perciò altri tipi di interventi (es. posa di nuove linee) e il livello di bassa tensione.

Questa metodologia semplificata non permette di quantificare l'investimento complessivo dei due scenari, ma solo stimare l'extracosto dello scenario di Policy rispetto al riferimento al crescere dell'offerta e della domanda di energia sulle reti di distribuzione.

Il calcolo degli investimenti in reti di distribuzione tiene infatti conto di tre variabili principali:

- l'incremento della mobilità elettrica,
- maggiore diffusione delle pompe di calore,
- maggiore diffusione della generazione fotovoltaica.

Considerando quindi la maggiore diffusione di pompe di calore e veicoli elettrici, oltre che la capacità superiore di generazione FV, dello scenario di Policy rispetto allo scenario di Riferimento è possibile stimare l'extracosto necessario all'adeguamento delle reti di distribuzione.

Sulla base di queste informazioni lo scenario di Policy richiederebbe un investimento aggiuntivo di circa **821 milioni di euro** rispetto allo scenario di Riferimento (la voce di costo indicata include investimenti aggiuntivi in nuove cabine primarie, secondarie e in reti MT).

Tali investimenti sono centrali nell'ottica di riassegnazione delle concessioni per la distribuzione di energia elettrica, in scadenza al 2030, che vedranno tra i criteri per l'ottenimento della concessione la proposta di un piano di investimento e di riqualificazione delle reti capace di assicurare la transizione verso la generazione distribuita. In tale processo, peraltro, è auspicabile un ruolo maggiore da parte degli enti locali.

Infrastrutture di gestione della flessibilità elettrica

In un sistema energetico caratterizzato da una quota rilevante di energia fotovoltaica diventa fondamentale il ruolo dei sistemi di "time shifting" dell'energia elettrica, sia centralizzati che distribuiti. I diversi tipi di sistemi di accumulo hanno un ruolo complementare nel facilitare l'integrazione dell'energia fotovoltaica in un sistema energetico, garantendo che l'energia prodotta possa essere utilizzata in modo efficiente e flessibile per soddisfare le esigenze dei consumatori e della rete. I sistemi di gestione della flessibilità si possono distinguere tra impianti centralizzati e distribuiti.

I sistemi di accumulo centralizzati sono di solito installati a livello di rete e gestiti dagli operatori della rete elettrica. Questi sistemi sono progettati per fornire servizi di regolazione e supporto su larga scala, come la gestione della frequenza e la riserva di capacità.

Il 21 febbraio 2022 si è tenuta l'asta principale del Mercato di Capacità per l'anno di consegna 2024 che ha visto l'assegnazione di 1,1 GW di accumuli centralizzati. Questo meccanismo premia la disponibilità di capacità di impianti di generazione o accumulo per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. Per la regione

Veneto si segnala l'assegnazione di 18 MW a Porto Tolle e di 14 MW a Fusina. Si tratta di sistemi di accumulo con rapporto capacità/potenza di 4 ore.

I sistemi di accumulo distribuiti sono installati invece a livello di singoli edifici o comunità energetiche. Possono essere utilizzati per massimizzare l'autoconsumo di energia fotovoltaica, fornire backup di emergenza, e gestire la domanda, contribuendo così alla flessibilità della rete.

Sulla base delle ipotesi adottate nel PNIEC 2023 si assume negli scenari regionali che circa il 40% dei nuovi impianti non a terra al 2030 potrà essere accoppiato a sistemi di accumulo distribuiti.

Per lo scenario di Policy, nell'ipotesi di sviluppo del FV considerata, si prospetta al 2030 l'installazione di 3,429 GW di nuovi impianti non a terra. Di questi si assume quindi che circa 1,372 GW potranno essere accoppiati a sistemi di accumulo distribuiti (40% del totale). Considerando un rapporto capacità batterie/capacità FV pari a 1,5 si ottiene un valore pari di capacità batterie pari a circa 2,057 GWh. Considerando poi un rapporto capacità/potenza di 2 ore si ottengono circa 1,029 GW di accumuli distribuiti.

Nello scenario di Riferimento la nuova capacità di impianti non a terra è pari a 1,942 GW. Considerando le stesse ipotesi dello scenario di Policy sopra citate si ottengono per lo scenario di Riferimento circa 1,165 GWh di capacità di batterie pari a 0,583 GW di accumuli distribuiti.

Ipotizzando un costo di investimento medio pari a circa 500 €/kW (stima RSE basata su rilevazioni di operatori di mercato) nel periodo 2023-2030 per i sistemi di accumulo si ottiene un investimento di circa 0,291 miliardi di euro per lo scenario di Riferimento e di 514 milioni di euro per quello di Policy. Per lo scenario di Policy si può quindi stimare un extracosto di circa **223 milioni di euro** nel periodo 2023-2030 a fronte di un potenziale di riduzione dei costi energetici per famiglie e imprese.

AZIONI PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI REGIONALI

Nel presente paragrafo si riporta un elenco di azioni per il raggiungimento degli obiettivi regionali, preliminarmente introdotta da un approfondimento sugli interventi realizzati e in corso di realizzazione in tema di semplificazione.

L'Amministrazione regionale e le iniziative di semplificazione intraprese per lo snellimento dei procedimenti autorizzativi

Le norme di riferimento riguardanti la realizzazione di impianti fotovoltaici hanno recentemente subito numerose e profonde modifiche, con previsione di iter autorizzativi semplificati, con lo scopo prioritario del raggiungimento degli obiettivi prefissati e contenuti sia nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), anche tenendo conto delle scelte adottate dall'Unione Europea e recepite da ogni singolo Stato membro.

Il PNRR - nell'ambito della Missione 2, Componente 2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" - pone infatti come obiettivo la "semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili onshore e offshore", mentre l'aggiornamento del PNIEC specifica sempre più sfidanti obiettivi di incremento della quota di energia da fonte rinnovabile sul totale dei consumi per ciascun settore (elettrico, termico, trasporti).

Inoltre la Regione Veneto è soggetto attuatore del progetto del PNRR noto come "Progetto 1000 Esperti" finalizzato allo snellimento dei procedimenti autorizzativi (M1C1 sub investimento 2.2.1 "Assistenza tecnica a livello centrale e locale del PNRR"). L'intervento consiste in una misura di assistenza tecnica a supporto delle Amministrazioni locali e della Regione per la gestione e semplificazione delle procedure complesse dove più frequentemente si riscontrano le criticità e i colli di bottiglia, fonte di ritardi nella conclusione dei procedimenti amministrativi. Il Progetto ha l'obiettivo specifico di riduzione le tempistiche procedurali e l'azzeramento delle pratiche arretrate relative alle procedure complesse individuate nel Piano territoriale della Regione Veneto, approvato con DGR n. 1718 del 9 dicembre 2021. A tal fine è stata condotta una rilevazione sulla durata media dei suddetti procedimenti e sulla consistenza dell'arretrato, avendo come riferimento il secondo semestre 2021, fase che si è conclusa al 30 giugno 2022. Dal 1 luglio 2022 è iniziata la fase di monitoraggio dei dati, che avrà luogo semestralmente sino a conclusione del Progetto (31/12/2025). Tra i compiti degli esperti coinvolti si cita in particolare l'attività di coordinamento che si concretizza nel gestire e facilitare le attività di interlocuzione e il coordinamento tra le diverse amministrazioni coinvolte nella gestione delle procedure complesse in argomento.

Il D.lgs n. 199/2021 "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" definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, con l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050, nonché di attuazione delle misure del PNRR,

Il quadro di riferimento normativo è attualmente ancora in evoluzione, nonostante la recente pubblicazione del DM Aree idonee, in attesa dell'approvazione dei Decreti del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, previsti dal citato d.lgs 199/2021, in tema di Piattaforma Digitale Aree Idonee, Piattaforma Unica Digitale per impianti a fonti rinnovabili (SUER), con previsione peraltro dell'adozione dei Decreti legislativi di riordino e semplificazione della normativa in materia (Testo Unico sulle energie rinnovabili) previsti dalla Legge n. 118/2022 (Legge sulla concorrenza 2021).

In tale contesto l'Amministrazione regionale ha intrapreso una serie di misure di semplificazione relative al rilascio dei titoli autorizzativi per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi regionali di digitalizzazione, dematerializzazione, semplificazione, reingegnerizzazione, miglioramento ed efficientamento organizzativo.

In tema di fotovoltaico, in particolare, sono state avviate diverse attività di semplificazione.

Innanzitutto la Giunta Regionale ha elaborato una proposta di Linee Guida operative per la realizzazione degli impianti fotovoltaici, in attuazione della L.R. 19 luglio 2022, n. 17, recante "Norme per la disciplina per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra". L'iter di approvazione è attualmente sospeso a seguito dell'approvazione del citato decreto per la definizione delle aree idonee all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, che prevede significativi adempimenti a carico delle Regioni (tra cui, in particolare, l'individuazione, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto stesso, delle superfici e delle aree idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili, applicando i principi e i criteri contenuti nel decreto stesso).

La richiamata L.R. 19 luglio 2022, n. 17 ha inoltre previsto che la Giunta provveda a definire, al fine di rendere omogenea la predisposizione delle domande e della documentazione necessaria per il rilascio delle autorizzazioni e delle comunicazioni di competenza dei Comuni, i relativi schemi di modulistica.

Si sta quindi predisponendo, anche nell'ambito delle attività previste dal PNRR in tema di "Assistenza tecnica a livello centrale e locale", la modulistica aggiornata per la presentazione delle istanze regionali (A.U. e PAUR), nonché la modulistica in tema di PAS comunale per il fotovoltaico, in aggiornamento di quella attualmente in uso.

Va precisato che l'aggiornamento della modulistica in corso avviene nelle more dell'approvazione del Decreto Ministeriale Piattaforma Unica Digitale per la presentazione delle istanze per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili (SUER).

Anche la disciplina delle garanzie finanziarie per la rimessa in pristino dei luoghi a fine vita degli impianti alimentati a fonti rinnovabili è oggetto di revisione in una logica di semplificazione, intesa alla semplificazione dello schema di garanzia, facilitando i soggetti autorizzati a presentare garanzie conformi alla disciplina regionale.

Nel corso del 2023 inoltre sono stati ottimizzati i vari strumenti di "contatto con il territorio": è stata creata una casella di posta istituzionale, specificamente dedicata ai quesiti da parte di Comuni ed utenti sulle procedure autorizzative per gli impianti fotovoltaici ed eolici, oltre che delle istanze in ingresso e delle comunicazioni informali inerenti i procedimenti pendenti di competenza; è stata aggiornata la pagina web dedicata al fotovoltaico, ricca di informazioni e di richiami normativi, tenendo conto delle diverse norme di semplificazione introdotte negli ultimi anni, al fine di fornire indicazioni a Comuni ed utenti sulle procedure autorizzative per gli impianti fotovoltaici, creando uno strumento facilmente fruibile.

L'attività di semplificazione, in coordinamento degli enti coinvolti, ha riguardato anche le procedure autorizzative per gli elettrodotti; in questo caso con DGR n. 815 del 04 luglio 2023 sono stati forniti i primi indirizzi operativi sull'applicazione delle Linee guida nazionali per la semplificazione dei procedimenti autorizzativi alle Province, ai Comuni ed ai gestori della rete elettrica.

Con riferimento invece al Catasto regionale degli impianti termici CIRCE, al fine di fornire risposte il più possibile chiare ed univoche agli utenti interessati, sono state aggiornate le FAQ presenti nel relativo Portale regionale.

Rientra tra le attività che favoriscono la realizzazione di sistemi geotermici, anche la recente modifica alla L.R. n. 40/89 "Disciplina della ricerca, coltivazione e utilizzo delle acque minerali e termali" introdotta dall'art. 5 al Collegato alla legge di stabilità regionale 2024 (L.R. n. 30/2023), con la finalità innanzitutto di semplificare la procedura amministrativa per il rilascio dei permessi di ricerca di concessioni geotermiche spostando la competenza dal Presidente della Giunta regionale al Dirigente della Struttura regionale competente, promuovendo inoltre uno studio per la conoscenza delle potenzialità della risorsa termale presente nel Bacino

Idrominerario Omogeneo dei Colli Euganei (BIOCE) finalizzata anche all'utilizzo geotermico compatibilmente con le attività termali presenti. Oltre a sostenere iniziative specifiche come quella nel BIOCE, in generale va posta attenzione a creare i presupposti per facilitare la diffusione di sistemi geotermici, in particolare quelli a bassa entalpia che hanno costi contenuti e possono fornire risposte concrete nell'ambito residenziale e commerciale. Utile in questo senso sarà che la Regione sviluppi quanto più in dettaglio possibile una caratterizzazione geotermica puntuale della Regione, individuando le aree più indicate alle diverse tecnologie geotermiche; inoltre, appare utile la realizzazione di una specifica banca dati sui diversi sistemi geotermici già realizzati in Regione, che possa fornire indicazioni utili a favorire lo sviluppo e la diffusione di queste tecnologie.

A conferma dell'attenzione posta nei confronti della semplificazione e snellimento delle procedure, il Piano prevede una serie di azioni specifiche dedicate a questo tema, in tutte le sue declinazioni, e segnatamente: "Attività di semplificazione e allineamento normativo – regolamentare" relativamente alle varie fonti (D.1.5-1, D.1.5-2, D.1.5-3, D.1.5-4), oltre che "Attività normativa regolamentare in tema di riqualificazione energetica negli edifici privati ad uso residenziali" (E.4.5-1). L'Amministrazione regionale svolge regolarmente un'attività di coordinamento tra i vari enti coinvolti negli iter autorizzativi di impianti alimentati a FER (si cita a titolo esemplificativo le attività sopra richiamate di "contatto con il territorio").

Elenco delle azioni per il raggiungimento degli obiettivi regionali

Nel presente paragrafo, vengono presentate le azioni per il raggiungimento degli obiettivi energetici regionali descritti nel presente documento, correlate da una serie di informazioni utili ad inquadrare le singole azioni nell'ambito di riferimento.

Per l'attuazione delle azioni di Piano, si rimanda alla normativa, alla regolamentazione ed alla pianificazione di settore vigente, oltre che alle prescrizioni riportate nei capitoli a seguire.

Si rileva inoltre l'opportunità che nella fase di attuazione del Piano siano tenute in considerazione anche tutte le azioni che possono determinare, anche congiuntamente, delle esternalità positive in conseguenza alla loro stessa realizzazione, come, a titolo esemplificativo, nell'ambito della gestione dei suoli agrari, le azioni aventi l'obiettivo, oltre a quello prettamente energetico, del miglioramento della fertilità correlato all'incremento del contenuto in carbonio organico.

Le fonti di finanziamento per la transizione energetica in Veneto

Le azioni finalizzate al raggiungimento degli obiettivi energetici regionali, tramite cui saranno attuate le politiche energetiche regionali, sono e saranno sostenute finanziariamente da risorse pubbliche di provenienza europea, nazionale e regionale.

L'associazione delle risorse individuate alle azioni regionali (che si riflette conseguentemente anche sulla ripartizione delle risorse sulle dimensioni del NPER) è stata condotta secondo il criterio di prevalenza (le risorse sono state associate all'azione più direttamente finalizzata al raggiungimento dell'obiettivo per il quale sono stanziati le risorse). Ciò non toglie che le risorse disponibili possono essere utilizzate nell'ambito di più azioni con conseguenti effetti su più dimensioni, che, come più volte ribadito, sono strettamente interconnesse tra di loro.

In tal senso nel prossimo paragrafo ogni singola azione prevista viene descritta attraverso uno specifico box all'interno del quale sono indicate e, laddove possibile quantificate, le risorse associate a disposizione e segnatamente: risorse comunitarie, risorse statali, risorse regionali, risorse PNRR destinate in Veneto ed una prima stima di riparto regionale delle risorse RePowerEU.

È opportuno precisare fin da subito che le risorse associate e quantificate alle singole azioni derivano da stime basate su dati provvisori e soggetti a variazioni conseguenti agli stanziamenti che di volta in volta si renderanno disponibili ai vari livelli di governo, nonché a scelte di natura politica.

Rispetto alle quantificazioni riportate per ciascuna azione, l'associazione di risorse PNRR al territorio regionale è stata effettuata secondo i dati di monitoraggio regionale PNRR disponibili nel "PORTALE PNRR IN VENETO", sezione RISORSE FINANZIARIE, area "dati in Veneto"⁹⁴.

Laddove tale dato non sia ancora disponibile e con riferimento ai fondi stanziati con il capitolo RePowerEU, che è stato integrato nel PNRR alla fine del 2023, in assenza di una ripartizione formalizzata delle somme a disposizione su base regionale, l'importo riconducibile al Veneto è stato stimato dagli uffici sulla base dei più recenti dati di incidenza del PIL veneto rispetto a quello italiano⁹⁵.

⁹⁴ La Regione monitora le risorse a valore sul Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e sul Piano Nazionale per gli investimenti Complementari (PNC) per la realizzazione di interventi ricadenti sul territorio veneto. Vengono inoltre inclusi altri fondi collegati alla realizzazione del PNRR ad es. il Fondo Opere Indifferibili, altre risorse pubbliche, risorse private. Base di partenza è ReGiS, che costituisce il sistema di monitoraggio nazionale (<https://area.rgs.mef.gov.it/canali/247/bacheca>), a cui sono state integrate altre informazioni ricavate da siti ufficiali (siti ministeriali, Open Cup, PA Digitale 2026 – Sezione Open Data, altri siti ufficiali). Il monitoraggio in parola si riferisce a risorse programmate, quindi a risorse non necessariamente già iscritte nella contabilità dei soggetti attuatori. L'Aggiornamento riportato nel documento di Piano si riferisce all'ultima rilevazione disponibile riferita al 15/6/2024. Il link di accesso alla Piattaforma di monitoraggio è: <https://pnrr.regione.veneto.it/>

⁹⁵ Secondo i dati del SISTAR Veneto (https://statistica.regione.veneto.it/banche_dati_economia_PIL.jsp) il PIL veneto nel 2022 è stato pari a 180,6 miliardi di €, pari al 9,3% del PIL Italiano. Questi dati sono i più recenti a disposizione e rappresentano una progressione del PIL regionale del +4,9% rispetto al 2021. In via cautelativa, la stima è stata fatta utilizzando il valore del 9%

Relativamente alle risorse comunitarie del PR FESR 2021-27 è opportuno specificare che tali risorse potranno sostenere finanziariamente in via indiretta anche azioni di Piano diverse da quelle a cui sono state allocate. Ad esempio le risorse dedicate all'efficientamento energetico delle imprese (azione 2.1.2 del PR FESR 2021-27) potranno impattare oltre che all'azione E.4.9-1 "Efficientamento energetico imprese (priorità 2, obiettivo specifico RSO 2.1, azione 2.1.2 del PR)", cui sono state associate, anche ad altre azioni di piano quali ad esempio l'azione D.1.1-3 "Sostegno all'acquisto e all'installazione di impianti fotovoltaici (compresi i sistemi di accumulo) per le imprese" o l'azione D1.1-12 "Incentivazione per l'installazione di pompe di calore nelle imprese". Allo stato attuale non è disponibile una quantificazione dei vari stanziamenti anche per le azioni indirettamente finanziate ma, qualora disponibile ed utile, potrà eventualmente essere ricompresa nel monitoraggio del NPER.

Va infine rappresentato che, a supporto delle azioni regionali di Piano, sono disponibili anche ulteriori somme pubbliche, allo stato attuale di difficile quantificazione. Un esempio è costituito dal tema della povertà energetica, nell'ambito della quale sono disponibili bonus sociali⁹⁶ finanziati da risorse statali e gestiti a livello centrale, oppure dal tema della sicurezza energetica, per la quale sono stanziati somme statali importanti per interventi, ad esempio, sulle infrastrutture energetiche lineari.⁹⁷

Tenendo in considerazione tali doverose premesse iniziali, si rappresenta di seguito una panoramica delle risorse pubbliche per la transizione energetica ad oggi individuate, riconducibili al territorio regionale e nello specifico alle azioni ipotizzate dal NPER.

Secondo le prime stime le risorse pubbliche ad oggi mobilitate per la transizione energetica riconducibili al territorio regionale ammontano complessivamente a oltre 8,7 miliardi di euro.

Con riferimento alle dimensioni del NPER (Decarbonizzazione, Efficienza energetica, Sicurezza energetica, Contrasto alla Povertà energetica, Ricerca Innovazione e competitività), la dimensione maggiormente interessata dalle risorse finora individuate risulta essere quella dell'efficienza energetica, alla quale sono destinati 6,9 miliardi di euro (quasi l'80% delle risorse); segue la dimensione della decarbonizzazione con uno stanziamento di 1,17 miliardi di euro (si ribadisce nuovamente come tali importi derivino da stime parziali e provvisorie che potranno essere consolidate solo a seguito di una dettagliata ricognizione di tutte le risorse mobilitate).

Come illustrato nel capitolo dedicato alla descrizione del quadro programmatico e normativo, il PNRR dedica ingenti risorse alla transizione energetica nell'ambito della Missione 2 - Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica, per un importo quantificato in oltre 59 miliardi di euro. Con l'integrazione del capitolo RePowerEU tali risorse sono state ulteriormente incrementate. La rilevanza degli stanziamenti previsti dal PNRR/RePowerEU a favore della transizione energetica si riflette a livello regionale: come si può notare dalla tabella a seguire, oltre il 90% dei fondi ad oggi individuati e destinati al territorio regionale per l'attuazione delle politiche energetiche e, nello specifico, delle azioni previste dal NPER, provengono da fondi PNRR o RePowerEU (circa 8,1 miliardi di euro su un totale di oltre 8,7 miliardi di euro).

Le risorse regionali già stanziati ammontano a quasi 93 milioni di euro, concentrandosi sulle azioni riconducibili alla dimensione dell'efficienza energetica. Sono tuttavia prevedibili ulteriori stanziamenti, attualmente non quantificabili, a sostegno di azioni afferenti anche alle altre dimensioni del Piano.

Si precisa che le azioni di piano indicate costituiscono atto di indirizzo per le successive determinazioni regionali e ciò anche rispetto ad ulteriori stanziamenti richiesti e/o disponibili che qualora compatibili, dovrebbero essere prioritariamente destinate alle attività indicate nell'ambito delle azioni di piano, in particolare a quelle alle quali ad oggi non è associabile alcuno stanziamento.

⁹⁶ I bonus sociali sono distinti in bonus elettrico, gas e idrico e costituiscono una misura volta a ridurre la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, di gas naturale e idrica dai nuclei familiari in condizioni di disagio economico o fisico.

⁹⁷ Un ulteriore esempio è rappresentato dall'attività di formazione continua rivolta a lavoratori operanti nel territorio regionale e finanziata nell'ambito del PR FSE+, nell'ambito della quale annualmente viene proposto al territorio un bando per la presentazione di progetti formativi. Tale bando non identifica specifiche figure, competenze o settori per cui non è possibile conoscere a priori se alcune tipologie di attività saranno in tutto o in parte coincidenti ad alcune delle linee di intervento proposte.

Nell'ambito dell'attuazione del Piano nelle azioni di incentivazione dovrà laddove pertinente esser valutato il riconoscimento di premialità ad es. destinate a contrastare la povertà energetica, lo spopolamento delle aree montane ed interne ed a promuovere la sostituzione delle fonti fossili negli usi finali con fonti rinnovabili nonché a favorire dinamiche di inclusione e solidarietà sociale.

In sede di monitoraggio potranno inoltre essere valutati un riallineamento delle politiche di settore e una rimodulazione dei contenuti e delle azioni di Piano.

Dimensione	Risorse Comunitarie⁹⁸ €	Risorse PNRR €	Risorse RePowerEU €	Risorse statali €	Risorse regionali⁹⁹ €	Totale €
Decarbonizzazione	91.760.000	831.539.811	45.900.000	202.639.536	1.333.393	1.173.172.740
Efficienza energetica	176.928.415	5.853.348.924	781.560.000	23.360.982	91.664.744	6.926.863.065
Sicurezza energetica	indirettamente sostenuta da risorse comunitarie	138.250.991	63.288.000	non determinabile risorse stanziare a livello centrale		201.538.991
Contrasto alla Povertà energetica				non determinabile risorse stanziare a livello centrale		
Ricerca Innovazione e competitività	5.000.000	464.544.663	9.000.000			478.544.663
Totale	273.688.415	7.287.684.389	899.748.000	226.000.518	92.998.137	8.780.119.459

Tabella 7.1 – Quadro sinottico della ripartizione delle risorse attualmente disponibili tra le dimensioni del Piano Energetico Regionale

⁹⁸ Sul sito della Regione è disponibile un cronoprogramma, periodicamente aggiornato, dei bandi a valere sul PR FESR 2021-27.

⁹⁹ I dati relativi alle risorse regionali derivano dagli stanziamenti risultanti dai bilanci regionali; si ricorda che i bilanci regionali hanno una valenza triennale.

Elenco delle azioni per il raggiungimento degli obiettivi regionali

Per semplificare la lettura delle singole azioni di Piano, viene qui presentata una chiave di lettura della singola voce.

Dimensione Obiettivo strategico	Tema: -	
	Linea di intervento: -	
	<i>Codice azione – Descrizione azione</i>	
	Dimensione secondaria:	-
	Classificazione della misura:	-
	Priorità:	-
	Area prevalente di afferenza:	-
	<i>Risorse dedicate:</i>	
	Risorse Comunitarie:	-
	Risorse PNRR:	-
	Risorse RePowerEU:	-
	Risorse Statali:	-
	Risorse regionali:	-

Tutte le azioni, sono raccolte per dimensione prevalente (indicata nella barra laterale più esterna), per Obiettivo strategico (indicata nella barra laterale più interna), per Tema di riferimento (indicato in grassetto) e per Linea di intervento.

All'interno di ogni tabella ci sono le informazioni relative alla singola azione, suddivise in tre box:

- **Box superiore:**
 - o Codice dell'azione: è il codice che individua univocamente la singola azione;
 - o Descrizione dell'azione: una breve indicazione dell'azione prevista;
- **Box intermedio:**
 - o Dimensione secondaria: viene specificata solo nel caso in cui un'azione, pur essendo riconducibile ad una dimensione prevalente, produce effetti anche su un'altra dimensione;
 - o Classificazione della misura: rappresenta la tipologia della misura, se è un Sostegno economico-finanziario, se di tipo Formativo/culturale/informativo o Normativo/regolamentare;
 - o Priorità: rappresenta la priorità data all'azione, in una scala da 1 (priorità massima) a 3 (priorità minima);
 - o Area prevalente di afferenza: l'Area organizzativa della Regione del Veneto alla quale la misura è riconducibile;
- **Box inferiore**: in questo box sono individuate le risorse dedicate all'azione, con l'indicazione della loro origine e l'individuazione della particolare misura di riferimento. Nel caso in cui l'importo riconducibile al Veneto è stato stimato secondo quanto espresso nella nota 95, sarà presente la dicitura "stima".

Qui di seguito è riportato l'elenco delle azioni previste.

Tema: Solare fotovoltaico**Linea di intervento: Diffusione di impianti***D.1.1-1 Sostegno all'acquisto e all'installazione di impianti fotovoltaici (compresi i sistemi di accumulo) ad uso civile.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.1-2 Installazione di pannelli fotovoltaici per il sostenimento energetico del Data Center regionale.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Risorse Finanziarie, Strumentali, ICT ed Enti Locali

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	€ 209.536,43 (Soluzioni tecnologiche per la digitalizzazione volte all'innovazione dei processi interni dei vari ambiti della Pubblica Amministrazione, nel quadro del Sistema pubblico di connettività (obiettivo tematico 2 1, obiettivo specifico 2.1, azione 2.2.1 del POC della Regione del Veneto al POR FESR 2014-2020) - Installazione di pannelli fotovoltaici per il sostenimento energetico del Data Center regionale)
Risorse regionali:	€ 43.392,96

D.1.1-3 Sostegno all'acquisto e all'installazione di impianti fotovoltaici (compresi i sistemi di accumulo) per le imprese.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

<i>D.1.1-4 Supporto alle PMI per autoproduzione di energia di fonti rinnovabili.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 28.800.000,00 (M7C1 - I 16.1 Sostegno per l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili nelle PMI) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Formazione tecnica per operatori

<i>D.1.2-1 Informazione sugli iter e le facilitazioni connesse a interventi di revamping e repowering.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

<i>D.1.2-2 Attività formativa specialistica per installatori e manutentori.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Revamping/repowering di impianti esistenti

<i>D.1.3-1 Riconoscimento di contributi/fondo di garanzia per il rifacimento di impianti domestici danneggiati da eventi meteorologici avversi.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Caratterizzazione del territorio e indagini sulle potenzialità di altri interventi

D.1.4-1 Individuazione delle aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra (art. 20 c. 4.4 del D.Lgs n. 199/2021) e definizione delle aree di accelerazione in attuazione della normativa vigente.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.4-2 Attività concertativa per individuazione delle aree idonee per nuovi impianti fotovoltaici.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Semplificazione/allineamento della normativa di settore

D.1.5-1 Semplificazione ed allineamento normativo – regolamentare.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Idrogeno verde**Linea di intervento: Diffusione di impianti**

D.1.1-5 Attività correlate al bando PNRR M2C2 investimento 3.1, per il sostegno economico e finanziario destinato a progettualità connesse alla produzione dell'idrogeno verde.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 17.348.241,60 (M2C2 - 3.1 Produzione in aree industriali dismesse (hydrogen valleys))
Risorse RePowerEU:	€ 8.100.000,00 (M7C1 - I 3.1 Misura rafforzata: Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.1-6 Produzione di idrogeno verde da fonte rinnovabile.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 25.000.000,00 (Produzione di idrogeno verde da fonte rinnovabile (priorità 2, obiettivo specifico RSO 2.2, azione 2.2.3 del PR FESR 2021-2027))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.1-16 Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate

Dimensione secondaria:	Efficienza energetica
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 877.969,00 (M2C2 - 3.2 Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Caratterizzazione del territorio e indagini sulle potenzialità di altri interventi

D.1.4-3 Attività informativa/concertativa sul processo di produzione di idrogeno.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Estensione dell'utilizzo del vettore energetico in nuovi ambiti

D.1.6-1 Mappatura iniziative in corso e in programma, analisi dei fabbisogni e supporto alla diffusione del nuovo vettore energetico per la creazione di una filiera regionale dell'idrogeno (nell'ambito della progettualità "Venezia Capitale Mondiale della Sostenibilità").

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Bioenergie

Linea di intervento: Diffusione di impianti

D.1.1-7 Attività di concertazione volta a favorire gli interventi di upgrading a biometano degli impianti per produzione di biogas, anche mediante il coinvolgimento di stakeholder di settore, sindaci e associazioni di categoria e volontariato locali.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.1-8 Sviluppo del biometano, secondo criteri per la promozione dell'economia circolare.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 61.420.000 (M2C2 - 1.4 Sviluppo biometano - biometano immesso nella rete del gas naturale)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Formazione tecnica per operatori

D.1.2-3 Informazione sull'iter e sulle facilitazioni degli interventi di upgrading a biometano degli impianti per la produzione di biogas.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.2-4 Attività formativa specialistica destinata a installatori-manutentori di impianti a bioenergie.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Revamping/repowering di impianti esistenti

D.1.3-2 Informazione sugli iter e le facilitazioni connesse a interventi di revamping e repowering.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.3-3 Interventi finalizzati alla sostituzione degli apparecchi per il riscaldamento domestico obsoleti.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	€ 202.430.000,00
Risorse regionali:	-

Si prevede l'utilizzo di una quota parte delle risorse messe a disposizione dal Ministero dell'Ambiente per le Regioni del Bacino Padano, rif. MATTM-CLEA-412/2020 2024-2035. Le azioni indicate sono quelle programmate per il 2024 e potrebbero subire variazioni nel corso degli anni.

Linea di intervento: Semplificazione/allineamento della normativa di settore*D.1.5-2 Attività di semplificazione e allineamento normativo – regolamentare.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti*D.1.7-1 Attività di supporto alla creazione di una filiera locale della legna¹⁰⁰ in un'ottica di economia circolare.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.7-2 Interventi a supporto del recupero ai fini energetici del residuo delle biomasse legnose da manutenzione.¹⁰¹

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

¹⁰⁰ Si rinvia al Progetto di Legge n. 246 Istituzione della banca del bosco Veneto e adozione di misure di valorizzazione delle potenzialità multifunzionali delle aree rurali e forestali, che prevede specifici finanziamenti, attualmente in discussione in Consiglio Regionale.

¹⁰¹ Si rinvia al Progetto di Legge n. 246 Istituzione della banca del bosco Veneto e adozione di misure di valorizzazione delle potenzialità multifunzionali delle aree rurali e forestali, che prevede specifici finanziamenti, attualmente in discussione in Consiglio Regionale.

D.1.7-3 Incentivare i Comuni ad adottare accordi quadro di filiera che prevedano sistemi di approvvigionamento locale per l'utilizzo delle biomasse forestali e le biomasse residuali di origine rurale e urbana.¹⁰²

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Formazione per gli utilizzatori

D.1.8-1 Formazione dei cittadini sul corretto utilizzo degli apparecchi termici a biomassa legnosa (Progetto LIFE - Prepair).

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 10.000,00 (Sensibilizzazione dei cittadini sul corretto utilizzo degli apparecchi termici a biomassa legnosa (Progetto LIFE - Prepair))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	quota al momento non quantificabile

Tema: Eolico

Linea di intervento: Diffusione di impianti

D.1.1-9 Incentivazione per la realizzazione di impianti minieolici.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

¹⁰² Si rinvia al Progetto di Legge n. 246 "Istituzione della banca del bosco Veneto e adozione di misure di valorizzazione delle potenzialità multifunzionali delle aree rurali e forestali", che prevede specifici finanziamenti, attualmente in discussione in Consiglio Regionale.

Linea di intervento: Formazione tecnica per operatori

D.1.2-5 Informazione sugli iter e le facilitazioni connesse a interventi di revamping e repowering di impianti eolici.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.2-6 Attività formativa ed informativa sull'impiego di impianti eolici ad asse orizzontale di piccola taglia e ad asse verticale.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Caratterizzazione del territorio e indagini sulle potenzialità di altri interventi

D.1.4-4 Attività valutativa finalizzata a individuare eventuali aree vocate alla realizzazione di impianti eolici.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Semplificazione/allineamento della normativa di settore

D.1.5-3 Attività di semplificazione e allineamento normativo – regolamentare.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Geotermia**Linea di intervento: Diffusione di impianti***D.1.1-10 Incentivazione per la realizzazione di sistemi geotermici a bassa entalpia.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Formazione tecnica per operatori*D.1.2-7 Attività formativa specialistica destinata a installatori-manutentori di impianti geotermici.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Caratterizzazione del territorio e indagini sulle potenzialità di altri interventi*D.1.4-7 Attività di ricerca volta alla realizzazione di sistemi geotermici ad alta entalpia.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Semplificazione/allineamento della normativa di settore*D.1.5-4 Attività di semplificazione e allineamento normativo – regolamentare.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Pompe di calore**Linea di intervento: Diffusione di impianti***D.1.1-11 Incentivazione per l'installazione di pompe di calore.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.1-12 Incentivazione per l'installazione di pompe di calore nelle imprese.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Formazione tecnica per operatori*D.1.2-8 Attività formativa specialistica destinata a installatori-manutentori per il supporto alla diffusione delle pompe di calore.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Teleriscaldamento – Teleraffrescamento**Linea di intervento: Diffusione di impianti***D.1.1-13 Realizzazione, efficientamento sostenibile, recupero e ampliamento reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 15.000.000,00 (Realizzazione, efficientamento sostenibile, recupero e ampliamento reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento (priorità 2, obiettivo specifico RSO2.2, azione 2.2.2 del PR FESR 2021-2027))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.1-14 Incentivazione per lo sviluppo della rete di teleriscaldamento – teleraffrescamento.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 15.865.075,00 (M2C3 - 3.1: Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Caratterizzazione del territorio e indagini sulle potenzialità di altri interventi*D.1.4-8 Mappatura e rilevazione dei fabbisogni del territorio in supporto alla diffusione di impianti di teleriscaldamento – teleraffrescamento.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Settore agricoltura**Linea di intervento: Diffusione di impianti***D.1.1-15 Parco Agrisolare.*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 123.471.025,95 (M2C1 - I 2.2 Parco Agrisolare)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.1-17 Sviluppo agro-voltaico.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 98.909.284,59 (M2C2 - 1.4 Sviluppo agro-voltaico) - stima
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Idroelettrico**Linea di intervento: Revamping/repowering di impianti esistenti***D.1.3-4 Adozione di criteri di premialità per le proposte di efficientamento tecnico degli impianti idroelettrici, con riguardo all'aumento della produzione di energia elettrica, nelle attività normative/regolamentari di competenza regionale, finalizzate alle procedure di riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche.¹⁰³*

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

¹⁰³ Le attività normative/regolamentari di competenza regionale finalizzate alle procedure di riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche, in considerazione delle esigenze di tutela dei corpi idrici, del territorio e dell'ecosistema in attuazione della DQA, potranno anche prevedere delle premialità rivolte alle azioni di contrasto alle alterazioni idromorfologiche dei corpi idrici, attraverso la mitigazione delle alterazioni del regime idrologico naturale e il ripristino della connettività del trasporto solido.

Linea di intervento: Caratterizzazione del territorio e indagini sulle potenzialità di altri interventi

D.1.4-5 Attività sperimentali per la taratura del metodo di calcolo dei deflussi ecologici da utilizzare per adeguare il deflusso minimo vitale (DMV) al deflusso ecologico (DE) nelle derivazioni dalle acque superficiali, comprese le grandi derivazioni idroelettriche.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.1.4-6 Adeguamento graduale del rilascio calcolato in applicazione del metodo di calcolo perfezionato sulla base delle sperimentazioni in corso nel rispetto degli obiettivi della Direttiva Quadro Acque.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Sistemi urbani

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

D.1.7-4 Green communities.

Dimensione secondaria:	Efficienza energetica
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 4.299.950,00 (M2C1 - 3.2 Green communities)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Attività informative, formative e culturali

Linea di intervento: Formazione per gli utilizzatori

D.1.8-2 Progetti pilota sulle competenze "Crescere Green"

Dimensione secondaria:	Efficienza energetica
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 9.000.000,00 (M7C1 - 10.1 Progetti pilota sulle competenze "Crescere Green") - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Diffusione e alla realizzazione delle CER e dei gruppi di AERAC

Linea di intervento: Diffusione di impianti

D.2.1-1 Sostegno economico per realizzazione di infrastrutture e materiali a servizio delle CER e dei gruppi di AERAC, come previsto dalla L.R. n. 16/2022.

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	€ 550.000,00

D.2.1-2 Comunità Energetiche (soggetti pubblici, aree abitative, aree portuali).

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 10.000.000,00 (Comunità Energetiche (soggetti pubblici, aree abitative, aree portuali) - (priorità 2, obiettivo specifico RSO2.2, azione 2.2.1 del PR FESR 2021-2027))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.2.1-3 Supporto al bando PNRR per la diffusione delle CER in comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti.

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.2.1-4 Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo.

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 198.000.000,00 - (M2C2 - 1.2 "Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo" - stima)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Caratterizzazione del territorio e indagini sulle potenzialità di altri interventi

D.2.4-1 Azione formativa e informativa per l'individuazione concertata delle aree per la realizzazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Formazione per gli utilizzatori

D.2.8-1 Attività di promozione in supporto al territorio per la diffusione dell'autoconsumo diffuso.

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	€ 740.000,00

D.2.8-2 Azione per facilitare l'aggregazione in CER, tramite formazione e informazione (finalizzata prevalentemente all'individuazione di soggetti aderenti per la costituzione delle CER, raccolta delle manifestazioni di interesse, rilascio delle autorizzazioni e convenzione finale con evidenziate le modalità di realizzazione e partecipazione).

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

D.2.9-1 Azione formativa e informativa per la gestione delle CER e in tema di PPA - Power Purchase Agreement.

Dimensione secondaria:	Sicurezza energetica
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Trasporto pubblico**Linea di intervento: Diffusione di impianti**

D.3.1-1 TPL - interventi per la realizzazione di punti di ricarica elettrica (priorità 3, obiettivo specifico RSO2.8, azione 2.8.2 del PR).

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 4.950.000,00 (TPL - interventi per la realizzazione di punti di ricarica elettrica (priorità 3, obiettivo specifico RSO2.8, azione 2.8.2 del PR FESR 2021-2027))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

D.3.7-1 Incentivi per la realizzazione del rinnovo del trasporto pubblico locale.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 191.647.971,07 (M2C2, inv 4.4.1: Rinnovo flotte bus e treni verdi – Bus, 4.4.2: Rinnovo flotte bus e treni verdi – Treni, 4.4.2: Rinnovo flotte bus e treni verdi – Treni, C.1: Rinnovo flotte bus e treni verdi – Bus)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.3.7-2 TPL - materiale rotabile pulito (priorità 3, obiettivo specifico RSO2.8, azione 2.8.3 del PR).

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 18.800.000,00 (TPL - materiale rotabile pulito (priorità 3, obiettivo specifico RSO2.8, azione 2.8.3 del PR FESR 2021-2027))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Trasporti (generale)

Linea di intervento: Diffusione di impianti

<i>D.3.1-2 Installazione di infrastrutture di ricarica elettrica.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 49.036.091,00 (M2C2 - 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

<i>D.3.7-3 Incentivi per la diffusione dell'idrogeno del trasporto stradale.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 25.248.153,00 (M2C2 - 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.3.7-7 Interventi di realizzazione o riqualificazione di percorsi ciclabili, in particolare nei collegamenti con le ciclovie nelle Aree urbane.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	€ 18.000.000,00 (Interventi di realizzazione o riqualificazione di percorsi ciclabili, in particolare nei collegamenti con le ciclovie nelle Aree urbane (priorità 3, obiettivo specifico 2.8, azione 2.8.1 del PR FESR 2021-2027))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.3.7-8 Interventi per la diffusione della mobilità dolce. Prolungamento e attuazione, anche per stralci funzionali, degli itinerari ciclabili facenti parte della rete ciclabile nazionale e regionale.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.3.7-9 Rafforzamento della mobilità ciclistica.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 45.416.050,22 (M2C2 - 4.1.1 Rafforzamento mobilità ciclistica (Ciclovie turistiche) e M2C2 - 4.1.2 Rafforzamento mobilità ciclistica (Ciclovie urbane))
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Trasporto privato leggero e pesante: ricorso a vetture sempre più efficienti e utilizzo di combustibili alternativi

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

D.3.7-4 Incentivi per la conversione elettrica del parco mezzi privato anche nautico.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

D.3.7-5 Incentivi allo spostamento della mobilità privata verso il trasporto pubblico, tramite finanziamenti degli abbonamenti ai mezzi pubblici.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	quota al momento non quantificabile
Risorse regionali:	-

D.3.7-6 Azione di incentivazione per la conversione a LNG nel parco mezzi privato pesante.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Trasporti (generale)

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

E.3.7-1 Linee ad alta velocità nel Nord che collegano all'Europa.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 2.545.650.000,00 (M3C1 - 1.2 Linee ad alta velocità nel Nord che collegano all'Europa)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.3.7-2 Rafforzamento dei nodi ferroviari metropolitani e dei collegamenti nazionali chiave.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 281.400.000,00 (M3C1 - 1.5 Rafforzamento dei nodi ferroviari metropolitani e dei collegamenti nazionali chiave)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.3.7-3 Rafforzamento delle linee ferroviarie regionali.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 21.670.000,00 (M3C1 - C.3 Rafforzamento delle linee ferroviarie regionali)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.7-3 Promozione di sistemi digitali unificati per una vasta gamma di servizi di mobilità, sia urbani che extraurbani, da rendere accessibili tramite un'unica piattaforma digitale.

Dimensione secondaria:	Ricerca Innovazione e competitività
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	M1C1 - 1.4.6 - Avviso "Mobility as a Service for Italy" - 7 Territori - sperimentazione per digitalizzazione dei trasporti locali e per fornire agli utenti un'esperienza di mobilità integrata ¹⁰⁴
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.7-4 TPL - sistemi di trasporto intelligenti: bigliettazione unica e infomobilità.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	€ 16.500.000,00 (TPL - sistemi di trasporto intelligenti: bigliettazione unica e infomobilità, priorità 3, obiettivo specifico RSO 2.8, azione 2.8.4 del PR FESR 2021-2027)
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.7-5 Sviluppo trasporto rapido di massa

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 252.700.136,76 (M2C2 - 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.7-6 Diffusione dello smart working

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

¹⁰⁴ Con Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 150/2023 è stata approvata la graduatoria definitiva relativa all'Avviso pubblico per la presentazione di Proposte di intervento a valere su PNRR - MISSIONE 1 - COMPONENTE 1 Sub-investimento 1.4.6. "Mobility As A Service for Italy" - MAAS4ITALY - 7 TERRITORI. Il progetto presentato dalla Regione del Veneto è stato ammesso a finanziamento (costo complessivo 3.000.000,00 € - contributo richiesto 2.300.000,00 €). In via cautelativa si è ritenuto di non considerare tali risorse in quanto, alla data del 15/06/2024, non risultano monitorate nel "PORTALE PNRR IN VENETO".

E.4.7-7 Acquisto di nuovi treni a emissioni ridotte, per il servizio pubblico universale, da destinare, a livello nazionale e livello regionale, al miglioramento dell'efficienza e della qualità del servizio

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 90.270.000,00 (M7C1 - I 11.1 Misura rafforzata: Potenziamento del parco ferroviario regionale per il trasporto pubblico con treni a zero emissioni e servizio universale) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.7-9 Interventi per la sostenibilità ambientale dei porti (Green Ports)

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 6.613.401,66 (M3C2 - 1.1 Interventi per la sostenibilità ambientale dei porti (Green Ports))
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.7-10 Elettificazione delle banchine

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 92.800.000,00 (M3C2 - C.11 Elettificazione delle banchine)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Settore agricoltura

Linea di intervento: Diffusione di impianti

E.4.1-1 Investimenti produttivi agricoli per l'ambiente, clima e benessere animale: realizzazione di strutture e impianti per la produzione di energia rinnovabile a partire da fonti agro-forestali, fonti rinnovabili e reflui provenienti dall'attività aziendale

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 5.000.000,00 (Investimenti produttivi agricoli per ambiente, clima e benessere animale, codice intervento SRD02, tipo di intervento INVEST(73-74) del Complemento Regionale per lo sviluppo rurale del PSN PAC 2023-2027)
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Settore civile

Linea di intervento: Formazione tecnica per operatori

E.4.2-1 Attività formativa specialistica destinata a operatori di settore in tema di riqualificazione energetica

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.2-2 Formazione e sensibilizzazione sui temi energetici destinata ad amministratori di condominio

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Semplificazione/allineamento della normativa di settore

E.4.5-1 Attività normativa regolamentare in tema di riqualificazione energetica negli edifici privati ad uso residenziali

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Normativo regolamentare
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-4 Incentivazione della realizzazione di interventi di riqualificazione energetica su edifici non residenziali adibiti ad attività terziarie

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-20 Rafforzamento dell'Ecobonus per l'efficienza energetica degli edifici

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 1.545.843.095,45 (M2C3 - 2.1 Rafforzamento dell'Ecobonus per l'efficienza energetica degli edifici)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Settore industria e commercio

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

E.4.7-1 Individuazione e diffusione di best practice

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-1 Efficientamento energetico imprese

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	€ 31.000.000,00 (Efficientamento energetico imprese, priorità 2, obiettivo specifico RSO 2.1, azione 2.1.2 del PR FESR 2021-2027)
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-2 Transizione 5.0

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 567.000.000,00 (M7C1I15.1.00 Transizione 5.0) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-3 Supporto finanziario dedicato alle imprese per la realizzazione di diagnosi energetiche, al fine di favorire la loro diffusione

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Settore pubblico (non residenziale)

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-5 Soluzioni tecnologiche per la digitalizzazione volte all'innovazione dei processi interni dei vari ambiti della Pubblica Amministrazione, nel quadro del Sistema pubblico di connettività. Lavori di manutenzione straordinaria del Data Center regionale.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Risorse Finanziarie, Strumentali, ICT ed Enti Locali

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	€ 2.640.869,82 (Soluzioni tecnologiche per la digitalizzazione volte all'innovazione dei processi interni dei vari ambiti della Pubblica Amministrazione, nel quadro del Sistema pubblico di connettività, obiettivo tematico 2 1, obiettivo specifico 2.1, azione 2.2.1 del POC della Regione del Veneto al POR FESR 2014-2020)
Risorse regionali:	€ 650.609,06

E.4.9-6 Ammodernamento dei dispositivi del Data Center regionale nell'ottica dell'efficienza energetica.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Risorse Finanziarie, Strumentali, ICT ed Enti Locali

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	€ 732.000,00

E.4.9-7 Incentivazione di interventi di riqualificazione energetica negli edifici non residenziali (strutture di ambito socio-sanitario).

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Sanità e sociale

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 363.530.658,86* (M6C1 - 1.1 Case di Comunità, M6C1 - 1.3 Ospedale di Comunità, M6C2 - 1.2 Verso un Ospedale Sicuro e Sostenibile)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	€ 20.720.112,41
Risorse regionali:	€ 90.182.134,85

* risorse riconducibili al PNRR e al PNC

E.4.9-8 Efficienza energetica edifici pubblici.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	€ 48.000.000,00 (Efficienza energetica edifici pubblici (non residenziale) (priorità 2, obiettivo specifico RSO 2.1, azione 2.1.1 del PR FESR 2021-2027))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-9 Interventi per l'efficienza energetica dei Comuni (edilizia pubblica e illuminazione pubblica).

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 159.923.522,3 (M2C4 - 2.2: Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica dei Comuni, solo la quota riferita ad efficientamento edilizia e illuminazione pubblica)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-16 Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 77.717.099,04 (M2C3 - 1.1 Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-17 Efficientamento degli edifici giudiziari.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 34.114.978,51 (M2C3 - 1.2 Efficientamento degli edifici giudiziari)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-18 Piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 324.289.105,89 (M4C1 - 3.3 Piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Settore pubblico (residenziale)

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-10 Riqualificazione dell'edilizia residenziale pubblica.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 99.705.727,33 (M2C3 - C.13 Sicuro, verde e sociale: riqualificazione dell'edilizia residenziale pubblica)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-11 Promuovere l'inclusione socioeconomica delle comunità emarginate, delle famiglie a basso reddito e dei gruppi svantaggiati, incluse le persone con bisogni speciali, mediante azioni integrate riguardanti alloggi e servizi sociali.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	€ 40.000.000,00 (Promuovere l'inclusione socioeconomica delle comunità emarginate, delle famiglie a basso reddito e dei gruppi svantaggiati, incluse le persone con bisogni speciali, mediante azioni integrate riguardanti alloggi e servizi sociali (priorità 4, obiettivo specifico RSO 4.3, PR FESR Veneto 2021-2027 – azioni: - 4.3.1 Inclusione abitativa tramite recupero di edifici pubblici esistenti per co-housing, residenzialità leggera e recupero edilizio di alloggi sfitti di edilizia residenziale pubblica (recupero edilizio ed efficientamento energetico di alloggi sfitti di edilizia residenziale pubblica) - 4.3.2 Inclusione abitativa tramite recupero di edifici pubblici esistenti per co-housing, residenzialità leggera e recupero edilizio di alloggi sfitti di edilizia residenziale pubblica (cohousing) - 4.3.3 Inclusione abitativa tramite recupero di edifici pubblici esistenti per co-housing, residenzialità leggera e recupero edilizio di alloggi sfitti di edilizia residenziale pubblica (residenzialità leggera))
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Garantire l'equo accesso all'energia

E.4.10-1 Strumento finanziario per l'efficientamento dell'edilizia pubblica, anche residenziale (ERP), e delle abitazioni di famiglie a basso reddito e vulnerabili.

Dimensione secondaria:	Contrasto alla Povertà energetica
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 124.290.000,00 (M7C1 17.1 - Strumento finanziario per l'efficientamento dell'edilizia pubblica, anche residenziale (ERP), e delle abitazioni di famiglie a basso reddito e vulnerabili) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Illuminazione pubblica

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-12 Azione di incentivazione per la riqualificazione impiantistica attinente all'illuminazione pubblica.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Economia circolare

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-13 Promuovere la transizione verso un'economia circolare ed efficiente sotto il profilo delle risorse.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	€ 36.428.415,00 (Promuovere la transizione verso un'economia circolare ed efficiente sotto il profilo delle risorse (priorità 2, obiettivo specifico RSO 2.6, PR FESR 2021-2027 - azioni: - 2.6.1 Riutilizzo efficiente delle risorse attraverso l'economia circolare e sostegno ai processi di produzione ed efficientamento nelle PMI - 2.6.2 Riutilizzo efficiente delle risorse attraverso l'economia circolare, sensibilizzazione della popolazione su modelli di consumo sostenibile, valorizzazione dei beni riutilizzabili)
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

E.4.9-14 Progetti “faro” di economia circolare.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 25.816.948,85 (M2C1 - 1.2 Progetti “faro” di economia circolare)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Sistemi urbani

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-15 Promozione soluzioni e strategie per la realizzazione di edifici performanti e sostenibili in ambito urbano attraverso la riduzione del fabbisogno energetico, soluzioni passive con apporto solare gratuito e gestione dell'acqua.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Infrastrutture, Trasporti, Lavori Pubblici, Demanio
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.4.9-19 Migliorare l'efficienza energetica di cinema, teatri e musei.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 21.574.249,00 (M1C3 - 1.3 Migliorare l'efficienza energetica di cinema, teatri e musei)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Attività informative, formative e culturali

Linea di intervento: Formazione tecnica per operatori

E.5.2-1 Attività formativa nell'ambito dell'iniziativa Patto dei Sindaci (Covenant of Mayors) sui temi dell'efficienza energetica, della riduzione delle emissioni di gas serra e sullo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	€ 100.000,00

Linea di intervento: Formazione per gli utilizzatori

E.5.8-1 Raccolta e diffusione di buone pratiche sul territorio.

Dimensione secondaria:	Ricerca Innovazione e competitività
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	3
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

E.5.9-1 Formazione e informazione nelle scuole sull'uso consapevole dell'energia e per lo sviluppo sostenibile delle fonti rinnovabili.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Povertà energetica

Linea di intervento: Formazione per gli utilizzatori

<i>P.7.8-1 Azione informativa a supporto dei cittadini sulle misure per la riduzione della povertà energetica.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Garantire l'equo accesso all'energia

<i>P.7.10-1 Incentivazione mirata alla riduzione delle bollette dell'energia elettrica e del gas a favore dei nuclei familiari economicamente più disagiati.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Sanità e Sociale
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

<i>P.7.10-2 Mappatura (individuazione e quantificazione) del fenomeno dei consumatori energetici vulnerabili, definizione di azioni, anche in collaborazione con stakeholder esterni, e monitoraggio del fenomeno.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Nuove imprese

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

<i>R.8.7-1 Incentivi per il sostegno alla nascita di imprese green.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Sviluppo di nuovi prodotti, processi, sistemi, materiali per la produzione, la conversione, l'accumulo e la gestione dell'energia

<i>R.8.11-2 Ricerca e sviluppo sull'idrogeno.</i>	
Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	M2C2 - 3.5 Ricerca e sviluppo sull'idrogeno ¹⁰⁵
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Imprese esistenti

Linea di intervento: Sviluppo di nuovi prodotti, processi, sistemi, materiali per la produzione, la conversione, l'accumulo e la gestione dell'energia

<i>R.8.11-1 Miglioramento della sostenibilità energetica delle imprese.</i>	
Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria
<u>Risorse dedicate:</u>	
Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

¹⁰⁵ Alla data 15/6/202 tra i soggetti ammessi a finanziamento risultano esserci n. 2 progettualità la cui localizzazione interessa varie regioni tra cui il Veneto ma non risulta disponibile il valore finanziario regionale associato.

Tema: Sviluppo ambiti di specializzazione

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

R.9.7-1 Sviluppo ambito di specializzazione “agrifood” PR FESR, FSE+, FEASR e FSC: recupero di sottoprodotti derivanti dalle attività di produzione o trasformazione delle filiere agroalimentari e forestali per la produzione di energia e sviluppo di nuove tecnologie per il controllo e la produzione di calore negli impianti serricoli.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

R.9.7-2 Sviluppo ambito di specializzazione “smart manufacturing” PR FESR , FSE+, FEASR e FSC: progettazione e ingegnerizzazione di nuovi macchinari e impianti per la sicurezza, risparmio energetico e utilizzo razionale delle risorse, inclusa la realizzazione di materiali e componenti di nuova concezione, specificamente pensati per il risparmio energetico, la cattura e il successivo utilizzo della CO2, lo sfruttamento intelligente delle risorse, lo sviluppo di nuovi materiali innovativi per rendere i processi più sostenibili e lo sviluppo di tecnologie per la simbiosi energetica in campo industriale attraverso lo sviluppo di soluzioni tecnologiche che favoriscano la gestione dello scambio energetico tra aziende, aziende e PA, aziende e comunità locali.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Sviluppo di nuovi prodotti, processi, sistemi, materiali per la produzione, la conversione, l'accumulo e la gestione dell'energia

R.9.11-1 Sviluppo ambito di specializzazione "smart living & energy" mediante il PR FESR, FSE+, FEASR e FSC: soluzioni innovative per la domotica e l'automazione per il miglioramento della qualità della vita tra le quali sistemi informatici e automazioni atti a garantire alti livelli di sostenibilità ambientale ed efficientamento energetico, tecnologie per la progettazione e gestione degli edifici per lo sviluppo di soluzioni e tecnologie costruttive finalizzate: al contenimento dei consumi energetici e delle emissioni, all'integrazione ottimale delle tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili (es. tetti energetici e verdi), allo sviluppo integrato di sistemi avanzati multienergetici e di sistemi di controllo e monitoraggio avanzati e sistemi di mobilità intelligente per il territorio tra le quali lo sviluppo di prodotti e servizi legati alla mobilità elettrica o basata su altri vettori energetici (es. idrogeno, celle a combustibile, bio-carburanti).

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Ricerca settori innovativi veneti

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

R.9.7-4 Introduzione di dottorati innovativi che rispondono ai fabbisogni di innovazione delle imprese e promuovono l'assunzione dei ricercatori dalle imprese.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 29.850.000,00 (M4C2 - 3.3 Introduzione di dottorati innovativi che rispondono ai fabbisogni di innovazione delle imprese e promuovono l'assunzione dei ricercatori dalle imprese)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

R.9.7-5 Accordi per l'innovazione.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 4.000.000,00 (M4C2 - F.3 Accordi per l'innovazione)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Sviluppo di nuovi prodotti, processi, sistemi, materiali per la produzione, la conversione, l'accumulo e la gestione dell'energia

R.9.11-2 Ricerca nel campo delle tecnologie quantiche, dell'idrogeno e nelle batterie (produzione dei materiali e dei componenti per lo sviluppo, l'ottimizzazione e la produzione di elettrolizzatori, celle combustibile e batterie avanzate, dispositivi elettrochimici di conversione e stoccaggio dell'energia, etc.).

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

R.9.11-3 Rafforzare la ricerca e l'innovazione (in collaborazione) tra imprese e organismi di ricerca.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	€ 5.000.000,00 (Rafforzare la ricerca e l'innovazione (in collaborazione) tra imprese e organismi di ricerca, priorità 1, obiettivo specifico RSO 1.1, azione 1.1.1 del PR Veneto 2021-2027)
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Settore agricoltura

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

R.9.7-6 Innovazione e meccanizzazione nel settore agricolo e alimentare.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 25.694.663,03 (M2C1 - 2.3 Innovazione e meccanizzazione nel settore agricolo e alimentare)
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

R.9.7-7 Contratti di filiera agricoltura.

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Marketing Territoriale, Cultura, Turismo, Agricoltura e Sport

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 180.000.000,00 (M2C1 - 3.4 Contratti di filiera agricoltura) - stima
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo

Linea di intervento: Sviluppo di nuovi prodotti, processi, sistemi, materiali per la produzione, la conversione, l'accumulo e la gestione dell'energia

R.9.11-4 Sovvenzionamento dello sviluppo di una leadership internazionale, industriale e di ricerca e sviluppo nel campo degli autobus elettrici.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 9.000.000,00 (M7C1 - 12.1 Sovvenzionamento dello sviluppo di una leadership internazionale, industriale e di ricerca e sviluppo nel campo degli autobus elettrici) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Linea di intervento: Organizzazione, razionalizzazione e riduzione degli impatti

R.9.7-8 Supporto alla transizione ecologica del sistema produttivo e alle filiere strategiche per le net zero technologies.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 225.000.000,00 (M1C2 - I7 Supporto alla transizione ecologica del sistema produttivo e alle filiere strategiche per le net zero technologies) - stima
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Infrastrutture energetiche

Linea di intervento: Gestione razionale dell'energia, efficientamento e riqualificazione energetica

S.6.9-1 Progettazione partecipata di interventi su reti elettriche con il Transmission System Operator per lo sviluppo efficiente delle infrastrutture per la trasmissione dell'energia.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

S.6.9-2 Progettazione partecipata di interventi su reti elettriche con i distributori per lo sviluppo efficiente delle infrastrutture per la distribuzione dell'energia.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

S.6.9-3 Progettazione partecipata di interventi su reti del gas anche al fine di migliorare la connettività delle reti di gas naturale, fattore necessario per agevolare l'immissione e distribuzione del biometano.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

S.6.9-4 Attività di concertazione partecipata finalizzata a integrare la rete con sistemi di gestione della flessibilità dell'energia, favorendo la loro diffusione.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

S.6.9-5 Promozione delle smart grid.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Informativo-culturale-formativo
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	Azione sostenuta indirettamente da risorse comunitarie
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	-
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

S.6.9-7 Interventi volti ad aumentare la resilienza della rete elettrica, in particolare la rete di distribuzione, agli eventi meteorologici estremi, nonché a ridurre la probabilità di interruzioni prolungate della fornitura elettrica e limitare le conseguenze sociali ed economiche negative per le aree interessate.

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 23.363.508,60 (M2C2 - 2.2 Interventi su resilienza climatica delle reti)
Risorse RePowerEU:	€ 5.688.000,00 (M7C1 - 2.1 Misura rafforzata: Interventi su resilienza climatica delle reti) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

S.6.9-8 Rafforzamento Smart Grid

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	€ 114.887.482,00 (M2C2 - 2.1 Rafforzamento Smart Grid)
Risorse RePowerEU:	€ 40.500.000,00 (M7C1 - I 1.1 Misura rafforzata: Rafforzamento smart grid) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

S.6.9-9 Rete di trasmissione intelligente

Dimensione secondaria:	-
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	1
Area prevalente di afferenza:	Area Politiche Economiche, Capitale Umano e Programmazione Comunitaria

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 12.600.000,00 (M7C1 - 7.1 Rete di trasmissione intelligente) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

Tema: Economia circolare

Linea d'intervento: Sviluppo di nuovi prodotti, processi, sistemi, materiali per la produzione, la conversione, l'accumulo e la gestione dell'energia

S.9.11-1 Approvvigionamento sostenibile, circolare e sicuro delle materie prime critiche

Dimensione secondaria:	Decarbonizzazione
Classificazione della misura:	Sostegno economico-finanziario
Priorità:	2
Area prevalente di afferenza:	Area Tutela e Sicurezza del Territorio

Risorse dedicate:

Risorse Comunitarie:	-
Risorse PNRR:	-
Risorse RePowerEU:	€ 4.500.000,00 (M7C1 - 8.1 Approvvigionamento sostenibile, circolare e sicuro delle materie prime critiche) - stima
Risorse Statali:	-
Risorse regionali:	-

IL SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio del Nuovo Piano Energetico Regionale è finalizzato alla rilevazione degli effetti indotti dalle azioni previste e messe in atto, oltre che delle variazioni del contesto nel quale tali azioni si inseriscono. In questo modo, oltre a verificare periodicamente eventuali impatti negativi indotti, il monitoraggio permette un eventuale riallineamento delle politiche di settore rispetto all'evoluzione del sistema energetico ed ambientale regionale.

D'altra parte, l'adozione di un sistema di monitoraggio per i Piani soggetti a Valutazione Ambientale Strategica (VAS) è prevista dall'articolo 11 del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. (Testo Unico Ambientale) e normata dall'art. 18 il quale, al comma a, prevede che *“il monitoraggio assicura il controllo sugli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione dei piani e dei programmi approvati e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, così da individuare tempestivamente gli impatti negativi imprevisti e da adottare le opportune misure correttive.”*. Pertanto il piano di monitoraggio del PER sarà finalizzato a:

- verificare gli effetti ambientali riferibili alla sua attuazione;
- verificare il grado di conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale individuati nel Rapporto Ambientale;
- individuare tempestivamente gli effetti ambientali imprevisti;
- adottare opportune misure correttive in grado di fornire indicazioni per una eventuale rimodulazione dei contenuti e delle azioni previste nel Piano;
- informare le autorità con competenza ambientale ed il pubblico sui risultati periodici del monitoraggio attraverso l'attività di reporting.

Per costruire un sistema di monitoraggio del Nuovo Piano Energetico Regionale che permetta di rispettare quanto previsto dal comma a dell'art. 18 del TU Ambientale, gli indicatori dovranno necessariamente essere:

- correlati alle azioni del NPER;
- affidabili;
- tempestivi nella loro rappresentazione degli effetti che rappresentano;
- mantenere le prime tre caratteristiche nel tempo.

Qualora in fase di attuazione e/o nel corso del monitoraggio del NPER dovesse emergere il raggiungimento dei target regionali finali attualmente imposti, l'Autorità Procedente, in collaborazione con i soggetti previsti dalla normativa specifica di settore e nel rispetto delle procedure di valutazione ambientale vigenti, si impegnerà a rivalutare gli scenari di Piano mediante la definizione di nuovi target energetici.

Monitoraggio del Nuovo Piano Energetico Regionale

È finalizzato al monitoraggio in modo specifico i contenuti e le azioni principali del Piano, verificando in che modo la sua attuazione stia contribuendo al raggiungimento degli obiettivi prefissati.

L'indicatore generale del Piano, che sostanzialmente è rappresentato dall'obiettivo della nuova potenza aggiuntiva da FER, come definito dalla bozza del DM Aree Idonee e anticipato nel sottocapitolo *La definizione delle aree idonee*.

Indicatore	Fonte	Frequenza di aggiornamento
Potenza aggiuntiva da FER	GSE - Monitoraggio degli obiettivi PNIEC	Annuale

Monitoraggio del contesto e dei processi

Affiancato al monitoraggio del Piano così come indicato nel paragrafo precedente, ha la funzione di studiare le dinamiche complessive di variazione di contesto del Piano, assumendo degli indicatori che fungono da riferimento per operare le proprie scelte, mostrando come si è contribuito o meno al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati e quali variazioni si sono prodotte sul contesto.

Gli indicatori selezionati per il sistema di monitoraggio del NPER possono essere divisi in due grandi categorie, rispetto al contesto che devono rappresentare:

- indicatori di contesto ambientale e indicatori di contributo associati agli obiettivi di sostenibilità; descrivono il contesto ambientale e la sua evoluzione per effetto dell'attuazione del Piano rispetto al contesto ambientale, oltre che il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, pur senza registrare eventuali variazioni direttamente correlabili all'avanzamento del PER. Per un approfondimento e per la loro definizione, si rimanda al Rapporto Ambientale;
- indicatori di processo, rappresentano gli effetti delle azioni del Piano sulle altre matrici non ambientali, e sono necessari per definire completamente il sistema di monitoraggio delle variazioni del contesto rispetto agli obiettivi strategici individuati nel Piano. Questi indicatori sono valorizzati periodicamente dalla struttura regionale competente, Direzione Ricerca Innovazione e Competitività energetica, reperendoli dalla fonte specificata per ciascuno.

In merito all'individuazione di opportuni indicatori di contributo, per la cui definizione si rimanda al Rapporto ambientale, è opportuno rimarcare che questi possono descrivere l'evoluzione delle matrici alle quali si riferiscono, ma generalmente non forniscono informazioni precise o direttamente correlabili con gli effetti ambientali del NPER, sia per i possibili lunghi tempi di risposta delle matrici ambientali ad alcune sollecitazioni antropiche, che per la presenza di differenti attività sul territorio che rendono difficile la correlazione diretta di causa-effetto delle azioni previste nel Piano sull'ambiente.

Circa il controllo degli impatti significativi sull'ambiente si rimarca quanto già evidenziato nel Rapporto Ambientale: la valutazione dei possibili effetti derivanti dall'installazione di impianti fotovoltaici a terra su aree non impermeabilizzate, non costituendo copertura permanente del suolo, non è configurabile come un effetto irreversibile di impermeabilizzazione del terreno, in coerenza con le valutazioni espresse da ISPRA nella pubblicazione "Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici" (2023).

Le procedure da mettere in atto a seguito del controllo sugli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del NPER e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, sono definite dal citato art. 18 del Testo Unico Ambientale, che preliminarmente, al comma 1, definisce le finalità del monitoraggio (*Individuare tempestivamente gli impatti negativi imprevisti e da adottare le opportune misure correttive*).

In particolare è previsto che, a seguito del monitoraggio, l'autorità procedente trasmetta all'autorità competente i risultati del monitoraggio ambientale e le eventuali misure correttive adottate secondo le indicazioni all'Allegato VI del Testo Unico Ambientale (comma 2-bis).

Rispetto al monitoraggio ambientale e alle eventuali misure correttive adottate, l'autorità competente si esprime entro trenta giorni dalla loro ricezione (comma 2-ter).

Dovrà essere data adeguata informazione attraverso i siti web dell'autorità competente e dell'autorità procedente delle modalità di svolgimento del monitoraggio, dei risultati e delle eventuali misure correttive adottate (comma 3). In particolare, compito specifico dell'autorità competente è la verifica dello stato di attuazione del Piano, degli effetti prodotti e del contributo dato al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale definiti dalle strategie di sviluppo sostenibile nazionale e regionali (comma 3-bis).

Inoltre il comma 4 prevede che tutte le informazioni raccolte attraverso il monitoraggio siano tenute in conto nel caso di eventuali modifiche al Piano, e comunque sempre incluse nel quadro conoscitivo dei successivi atti di pianificazione o programmazione.

Rispetto alla definizione sopra riportata, vengono qui di seguito presentati gli indicatori di processo selezionati per la rappresentazione degli effetti del Piano sulle matrici non ambientali, suddivisi per Obiettivo strategico al quale ognuno è riconducibile.

Indicatori di processo

Obiettivo specifico	Indicatore da monitorare	Unità di misura	Fonte	Frequenza aggiornamento
Aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e vettori energetici verdi	Energia prodotta da impianti alimentati da energia primaria idraulica	ktep	GSE	Annuale
	Energia prodotta da impianti alimentati da energia primaria eolica	ktep	GSE	Annuale
	Energia prodotta da impianti alimentati da energia primaria solare	ktep	GSE	Annuale
	Energia prodotta da impianti alimentati da energia primaria geotermica	ktep	GSE	Annuale
	Energia prodotta da impianti alimentati da bioenergie	ktep	GSE	Annuale
	Energia da calore derivato prodotto da FER	ktep	GSE	Annuale
	Potenza installata a terra per FTV (MW)	MW	GSE	Annuale
Sviluppo dell'autoconsumo diffuso	Diffusione delle configurazioni di autoconsumo diffuso in Veneto (art. 33 c.2 del d.lgs 199/2021)	numero	GSE	Annuale
Rendere il Trasporto green	Passeggeri trasportati nei servizi di trasporto pubblico locale automobilistico, tranviario e di navigazione lagunare	numero	SISTAR	Annuale
	Numero di autobus per euroclass e tipologia	numero	OPV	Annuale
	Numero di autovetture immatricolate per alimentazione	numero	OPV	Annuale
	Densità di punti di ricarica per veicoli elettrici (numero per 10 km ²) nei comuni capoluogo	%	SISTAR	Annuale
Ridurre i consumi energetici	Consumi di energia elettrica per settore (industria, agricoltura, servizi, domestico)	GWh	TERNA	Annuale
Diffondere la cultura energetica	Istituti scolastici destinatari di comunicazioni informative, di promozione e di diffusione del progetto Italia in Classe A	numero	Interna	Annuale
Aumentare la sicurezza energetica attraverso la diversificazione, lo sviluppo efficiente della rete e la diffusione di nuovi vettori energetici	Aree critiche della rete di distribuzione Veneta, tramite la rilevazione delle sezioni AT/MT per le quali è stata riscontrata l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% del tempo	numero	Distributori di energia elettrica	Annuale
	Continuità del servizio elettrico in Veneto, tramite la rilevazione delle interruzioni del servizio	numero minuti	ARERA	Annuale
	Qualità della tensione nelle reti di distribuzione venete, tramite la rilevazione del numero di buchi di tensione "severi" per utente di media tensione	numero	ARERA	Annuale
Contrastare la forte crescita del fenomeno della povertà energetica	Percentuale delle famiglie in condizioni di Povertà energetica	%	OIPE	Annuale
Promuovere la sostenibilità ambientale delle imprese	Numero di certificazioni ISO 50001 in Veneto	numero	Accredia	Annuale
Investimenti per ricerca e	Numero di progetti sostenuti nella strategia S3 riferiti all'innovazione e allo sviluppo in contesto energetico	numero	RdV	Annuale

Obiettivo specifico	Indicatore da monitorare	Unità di misura	Fonte	Frequenza aggiornamento
innovazione della Regione del Veneto in una logica di Transizione verde	Risorse pubbliche assegnate ai progetti della strategia S3 riferiti all'innovazione e allo sviluppo in contesto energetico	€	RdV	Annuale
	Quota di sostegno pubblico rispetto alle risorse assegnate ai progetti della strategia S3 riferiti all'innovazione e allo sviluppo in contesto energetico	%	RdV	Annuale
	Attori veneti coinvolti nella strategia S3 riferiti all'innovazione e allo sviluppo in contesto energetico	numero	RdV	Annuale

Si prevede che nella fase di monitoraggio e/o aggiornamento del Piano, gli indicatori da monitorare possano eventualmente essere arricchiti o contestualizzati qualora dovesse sorgere la necessità di una maggiore caratterizzazione del contesto analizzato, anche con riferimento all'intensità energetica e alla capacità di accumulo installata, qualora il dato fosse disponibile.

Organizzazione del sistema di monitoraggio

a. Soggetto responsabile del monitoraggio

Il monitoraggio è effettuato dall'Autorità procedente in collaborazione con l'Autorità competente anche avvalendosi del sistema delle Agenzie ambientali e dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. In generale, per gli indicatori proposti, si è attinto a banche dati già esistenti e popolate periodicamente a livello regionale dai principali organismi deputati al monitoraggio energetico-ambientale e/o alla stesura dei rapporti sullo stato dell'ambiente e dei temi di interesse del presente Piano (quali Regione del Veneto, GSE SpA, ISTAT, Arera, Arpa Veneto, OPV, OIPE, Accredia).

b. Frequenza di monitoraggio

Come specificato nelle tabelle di presentazione degli indicatori di processo, il Piano è monitorato con frequenza annuale a partire dal 2026.

Per quanto riguarda invece il monitoraggio degli indicatori di contesto ambientale e di contributo, si rimanda al Rapporto ambientale, che prevede un aggiornamento quadriennale, con i dati riferiti al 2026 e al 2030.

c. Modalità di comunicazione e di diffusione degli esiti del monitoraggio

Il soggetto responsabile del monitoraggio, al fine di garantire la massima visibilità e condivisione delle informazioni rispetto agli esiti delle azioni di Piano, vista anche la trasversalità delle misure e delle politiche previste e l'impatto che potenzialmente queste possono avere su tutto il tessuto economico e sociale veneto, pubblicherà, con frequenza annuale, gli esiti dell'aggiornamento degli indicatori di processo sul sito internet istituzionale, alla pagina web dedicata al NPER e provvederà a riferire gli esiti alla competente Commissione consiliare, con cadenza biennale.

Con frequenza quadriennale, con tempistiche previste nel Rapporto ambientale per il monitoraggio degli indicatori di contesto ambientale e di contributo, il Soggetto responsabile del monitoraggio predisporrà il Rapporto di monitoraggio del Piano che sarà trasmesso all'Autorità competente.

Secondo le modalità definite all'Allegato A della Deliberazione della Giunta regionale n. 545 del 9 maggio 2022, l'Autorità competente si esprime entro trenta (30) giorni sul documento ricevuto approfondendo i risultati del monitoraggio ambientale stesso e le eventuali misure correttive adottate da parte dell'autorità procedente.

Delle modalità di svolgimento del monitoraggio, dei risultati e delle eventuali misure correttive adottate è data adeguata informazione attraverso i siti web dell'Autorità competente e dell'Autorità procedente.

L'Autorità competente verifica lo stato di attuazione del piano, gli effetti prodotti e il contributo del medesimo al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale definiti dalle strategie di sviluppo sostenibile nazionale e regionali di cui all'art. 34 del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

L'analisi verrà condotta valutando anche:

- eventuali condizioni di contesto incidenti nelle variabili di scenario;
- i risultati del monitoraggio dell'indicatore generale di monitoraggio di Piano;
- la rideterminazione dei sostegni di varia origine destinati a promuovere azioni che perseguono gli stessi obiettivi strategici del Piano;
- l'evoluzione dello sviluppo economico del tessuto produttivo regionale;
- la disponibilità di risorse economiche a sostegno delle azioni regionali in programma.

Gli esiti del monitoraggio potranno inoltre essere presentati agli stakeholder del territorio, in una logica di confronto collaborativo.

d. Azioni da intraprendere nel caso di effetti negativi

In generale si procederà secondo le modalità definite all'Allegato A della Deliberazione della Giunta regionale n. 545 del 9 maggio 2022.

Qualora in fase di monitoraggio si evidenziassero effetti negativi, si procederà tempestivamente secondo le seguenti modalità:

- effetti negativi sul contesto ambientale misurati da indicatori di contributo previsti sul controllo degli impatti sull'ambiente: secondo le modalità definite all'Allegato A della Deliberazione della Giunta regionale n. 545 del 9 maggio 2022, l'Autorità procedente dovrà trasmettere un rapporto sul monitoraggio, sul quale l'Autorità competente si esprimerà entro trenta (30) giorni, approfondendo i risultati del monitoraggio ambientale stesso e le eventuali misure correttive adottate da parte dell'autorità procedente.
- mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi misurati da indicatori di processo che descrivono lo stato di attuazione delle azioni attivate dal Piano: l'analisi dell'attuazione di queste azioni consentirà una valutazione dell'efficacia e dell'efficienza delle azioni di Piano. L'analisi periodica dello stato di attuazione e dei risultati raggiunti permetterà di predisporre eventuali misure correttive al documento di Piano che potranno essere definite attraverso interventi mirati nell'ambito di una revisione del Piano stesso.

L'analisi verrà condotta valutando anche:

- i risultati del monitoraggio dell'indicatore generale di monitoraggio di Piano;
- la rideterminazione dei sostegni di varia origine destinati a promuovere azioni che perseguono gli stessi obiettivi strategici del Piano;
- l'evoluzione dello sviluppo economico del tessuto produttivo regionale;
- la disponibilità di risorse economiche a sostegno delle azioni regionali in programma.

ATTUAZIONE E MONITORAGGIO DI PIANO: PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI IN TEMA DI VALUTAZIONE DI INCIDENZA

Nel presente capitolo si riportano le prescrizioni in materia di valutazione di incidenza previste dalla Commissione VAS nel parere motivato n. 177 del 1/8/2024, riferito al Rapporto Ambientale del presente Piano Energetico Regionale:

1. Per gli obiettivi strategici comportanti interventi di carattere strutturale (“materiale”)¹⁰⁶, si prescrivono le seguenti misure precauzionali di carattere generale, riportate anche nello studio per la valutazione di incidenza, da tenere in considerazione per eventuali azioni svolte all’interno di siti della rete Natura 2000 o che possano andare ad interessare habitat e specie di cui alle direttive comunitarie 92/43/CEE e 2009/147/CE.

Periodo di intervento

All’interno dei siti Natura 2000, nel caso in cui lo svolgimento degli interventi andasse ad interferire con i periodi di maggiore sensibilità delle specie faunistiche potenzialmente coinvolte, va prevista la rimodulazione del cronoprogramma d’intervento e l’effettuazione delle attività al di fuori di tale periodo. Le eventuali attività di rimozione di vegetazione esistente vanno eseguite al di fuori del periodo di maggiore sensibilità delle specie faunistiche, ossia evitando il periodo compreso tra inizio marzo e fine luglio. All’interno dei siti Natura 2000, in caso di presenza di habitat e/o specie di interesse comunitario,

¹⁰⁶ Secondo lo studio di valutazione di incidenza ambientale, le azioni che possono determinare effetti sugli elementi oggetto di tutela, qualora si attuassero interventi di carattere strutturale (“materiale”), sono le seguenti: sostegno all’acquisto e all’installazione di impianti fotovoltaici (compresi i sistemi di accumulo) ad uso civile e per le imprese (D.1.1-1 e D.1.1-3); incentivazione per la realizzazione di impianti minieolici (D.1.1-9) e sistemi geotermici a bassa entalpia (D.1.1-10); incentivazione per l’installazione di pompe di calore (D.1.1-11 e D.1.1-12); interventi finalizzati alla sostituzione degli apparecchi per il riscaldamento domestico obsoleti (D.1.3-3); adozione di criteri di premialità per le proposte di efficientamento tecnico degli impianti idroelettrici, con riguardo all’aumento della produzione di energia elettrica, nelle attività normative/regolamentari di competenza regionale finalizzate alle procedure di riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche (D.1.3-4); adeguamento graduale del rilascio calcolato in applicazione del metodo di calcolo perfezionato sulla base delle sperimentazioni in corso nel rispetto degli obiettivi della Direttiva Quadro Acque, finalizzate al raggiungimento dell’obiettivo di policy regionale del NPER-idroelettrico (D.1.4-6); interventi a supporto del recupero ai fini energetici del residuo delle biomasse legnose, anche da manutrizione (D.1.7-2); sostegno economico per realizzazione di infrastrutture e materiali a servizio delle CER e dei gruppi di AERAC, come previsto dalla L.R. 16/2022 (D.2.1-1); incentivi per la conversione elettrica del parco mezzi privato (D.3.7-4) e per la conversione a LNG nel parco mezzi privato pesante (D.3.7-6); interventi per la diffusione della mobilità dolce, prolungamento e attuazione, anche per stralci funzionali, degli itinerari ciclabili facenti parte della rete ciclabile nazionale e regionale (D.3.7-8); incentivazione della realizzazione di interventi di riqualificazione energetica su edifici non residenziali adibiti ad attività terziarie (E.4.9-4); ammodernamento dei dispositivi del Data Center regionale nell’ottica dell’efficienza energetica (E.4.9-6); azione di incentivazione per la riqualificazione impiantistica attinente all’illuminazione pubblica (E.4.9-12); incentivazione mirata alla riduzione delle bollette dell’energia elettrica e del gas a favore dei nuclei familiari economicamente più disagiati (E.7.10-1); incentivi per il sostegno alla nascita di imprese green (E.8.7-1); miglioramento della sostenibilità energetica delle imprese (E.8.11-1); sviluppo ambito di specializzazione “agrifood” PR FESR, FSE+, FEASR e FSC: recupero di sottoprodotti derivanti dalle attività di produzione o trasformazione delle filiere agroalimentari e forestali per la produzione di energia e sviluppo di nuove tecnologie per il controllo e la produzione di calore negli impianti serricoli (E.9.7-1); sviluppo ambito di specializzazione “smart manufacturing” PR FESR, FSE+, FEASR e FSC.: progettazione e ingegnerizzazione di nuovi macchinari e impianti per la sicurezza, risparmio energetico e utilizzo razionale delle risorse, inclusa la realizzazione di materiali e componenti di nuova concezione, specificamente pensati per il risparmio energetico, la cattura e il successivo utilizzo della CO₂, lo sfruttamento intelligente delle risorse, lo sviluppo di nuovi materiali innovativi per rendere i processi più sostenibili e lo sviluppo di tecnologie per la simbiosi energetica in campo industriale attraverso lo sviluppo di soluzioni tecnologiche che favoriscano la gestione dello scambio energetico tra aziende, aziende e PA, aziende e comunità locali (E.9.7-2); sviluppo ambito di specializzazione “smart living & energy” mediante il PR FESR, FSE+, FEASR e FSC: soluzioni innovative per la domotica e l’automazione e automazioni atti a garantire alti livelli di sostenibilità ambientale ed efficientamento energetico, tecnologie per la progettazione e gestione degli edifici per lo sviluppo di soluzioni e tecnologie costruttive (E.9.11-1).

Le ulteriori azioni che possono determinare effetti sugli elementi oggetto di tutela e quindi di carattere strutturale (“materiale”), sono inoltre: individuazione delle aree idonee all’installazione di impianti fotovoltaici a terra (art. 20 c. 4.4 del D.Lgs n. 199/2021) (D.1.4-1); attività sperimentali per la taratura del metodo di calcolo dei deflussi ecologici da utilizzare per adeguare il deflusso minimo vitale (DMV) al deflusso ecologico (DE) nelle derivazioni dalle acque superficiali, comprese le grandi derivazioni idroelettriche (D.1.4-5); attività di supporto alla creazione di una filiera locale della legna (D.1.7-1); incentivare i Comuni ad adottare accordi quadro di filiera che prevedano sistemi di approvvigionamento locale per l’utilizzo delle biomasse forestali e le biomasse residuali di origine rurale e urbana (D.1.7-3); attività normativa regolamentare in tema di riqualificazione energetica negli edifici privati ad uso residenziali (E.4.5-1).

gli interventi devono attenersi a quanto indicato nelle Misure di Conservazione declinate per habitat e specie, approvate con DGR n. 786 del 27/05/2016 (e ss.mm.ii.).

Modalità di allestimento e conduzione del cantiere

All'interno dei siti Natura 2000, dovranno essere rispettati i seguenti criteri:

- è vietato il cambiamento in negativo dell'idoneità degli ambienti interessati rispetto alle specie segnalate;
- è vietata la sottrazione di superfici riferibili ad habitat di interesse comunitario e la variazione delle locali condizioni strutturali (biotiche ed abiotiche) in presenza di habitat di interesse comunitario;
- i mezzi e le aree di cantiere devono essere preventivamente individuati e i percorsi dei mezzi devono realizzarsi prevalentemente lungo la rete stradale esistente;
- lo svolgimento degli interventi dovrà essere preceduto da un'attenta ricognizione delle stesse atto ad individuare l'eventuale presenza di anfibi e rettili all'interno dell'area di cantiere; gli individui eventualmente presenti verranno spostati in idonei siti limitrofi non oggetto di intervento;
- nella realizzazione degli interventi vanno evitati i ristagni idrici, in modo tale da impedire agli anfibi di deporre le uova in pozze temporanee e subire evidenti danni conseguenti al passaggio dei mezzi o al prosciugamento improvviso di dette pozze;
- durante la fase di cantiere non devono essere lasciati scoperti pozzetti e/o tombini al fine di evitare l'effetto trappola nei confronti della microfauna;
- non danneggiare le aree circostanti;
- delimitare l'area di cantiere con recinzione antirumore e ombreggiante, con funzione di barriera alla dispersione delle polveri, chiusa fino a terra, al fine di impedire l'ingresso di anfibi e rettili nelle aree in lavorazione;
- il verde esistente non interessato direttamente dagli interventi va salvaguardato, adottando le seguenti misure precauzionali:
- gli alberi presenti nell'ambito del cantiere devono essere protetti, con recinzioni rigide per evitare danni a fusto, chioma ed apparato radicale;
- nella zona delle radici (coincidente approssimativamente con la proiezione a terra della chioma) non devono essere depositati in nessun caso materiali da costruzione, carburante, macchine da cantiere o altro.
- bagnatura delle aree di movimentazione mezzi.

In caso di lavorazioni in acqua all'interno dei siti Natura 2000, per quanto riguarda il fattore di perturbazione legato alla torbidità, al fine di limitare la dispersione di sedimento risospeso durante l'attività di cantiere, vanno poste in atto le seguenti misure precauzionali contestualmente all'impianto del cantiere e prima dell'inizio degli interventi nello specchio acqueo:

- posa in opera di strutture antitorbidità provvisorie, panne o altri presidi per il contenimento del sedimento in sospensione, per la delimitazione dell'area di lavorazione; i mezzi presenti nello spazio acqueo di cantiere opereranno all'interno di tale conterminazione, qualora fosse appurata la presenza, a distanza inferiore di 200 m dalle aree di intervento, dei seguenti elementi oggetto di tutela:
 - popolamenti di fanerogame marine o altra vegetazione acquatica tutelata;
 - habitat Natura 2000;
 - aree costituenti zone riproduttive di specie ittiche di interesse comunitario.

Accorgimenti progettuali

Nella redazione del progetto degli interventi vanno ricercate soluzioni che minimizzino l'interferenza con l'eventuale vegetazione esistente.

Per gli impianti in natura delle specie arboree, arbustive ed erbacee vanno impiegate esclusivamente specie autoctone e ecologicamente coerenti con la flora locale e non vanno utilizzati miscugli commerciali contenenti specie alloctone.

In fase di progetto va valutata la messa in salvaguardia per il successivo reimpianto degli esemplari arborei interferenti con gli interventi di progetto.

2. Per le azioni di Piano che possono attuarsi mediante interventi di carattere strutturale si prescrive:
 - a. all'interno dei siti della rete Natura 2000:

- di non sottrarre superfici riferibili agli habitat di interesse comunitario,
 - di non determinare (anche temporaneamente) un deterioramento dei caratteri strutturali (biotici e abiotici) e funzionali dei predetti habitat,
 - di non determinare una contrazione della popolazione delle specie di interesse comunitario e di non variare l'idoneità degli ambienti interessati rispetto alle specie segnalate ovvero di rendere disponibili superfici di equivalente idoneità ricadenti anche parzialmente nell'area di intervento;
- b. all'esterno dei siti della rete Natura 2000:
- di non determinare una contrazione della popolazione delle specie di interesse comunitario e di non variare l'idoneità degli ambienti interessati rispetto alle specie segnalate ovvero di rendere disponibili superfici di equivalente idoneità ricadenti anche parzialmente nell'area di intervento.
3. Nell'attuazione degli obiettivi strategici si prescrive di tener conto della necessità di integrare gli interventi previsti anche con il miglioramento ambientale al fine di incrementare o rafforzare gli elementi di paesaggio (di cui all'art. 10 della Direttiva 92/43/Cee) aventi primaria importanza per le specie di interesse comunitario indicate nel documento di valutazione di incidenza, sia all'interno della rete Natura 2000 che nelle aree contermini. Gli interventi di miglioramento ambientale andranno definiti rispetto alle specificità ecologiche e territoriali delle specie considerate e sulla base di una preliminare verifica con le Autorità regionali competenti in materia, anche in merito alla necessità di riscontrarne l'efficacia sulla base di un monitoraggio dell'evoluzione delle componenti ambientali interessate.
4. Per gli interventi da realizzarsi all'interno dei siti della rete Natura 2000, si prescrive sia effettuato il monitoraggio degli elementi di interesse comunitario presenti, integralmente o parzialmente, all'interno dell'ambito di influenza e che la durata del monitoraggio sia in funzione del livello di conservazione di riferimento previsto per l'elemento considerato, per un massimo di tre successive campagne di rilevamento di durata triennale.
Tale monitoraggio andrà predisposto ai sensi del par. 2.1.3 dell'allegato A alla D.G.R. n. 1400/2017 e, per i relativi dati geografici, ai sensi delle specifiche cartografiche regionali (tra cui D.G.R. n. 1066/2007), e andrà trasmesso alle Autorità regionali competenti.
5. Si prescrive di verificare la corretta attuazione delle indicazioni prescrittive di cui sopra e che periodicamente si fornisca all'Autorità regionale per la valutazione di incidenza lo stato di attuazione del Programma sulla base di specifica reportistica.

Inoltre, con il medesimo parere motivato, la Commissione VAS ha raccomandato che sia effettuata:

- la trasmissione entro il 31 gennaio di ciascun anno della suddetta reportistica, contenente lo stato di attuazione del Piano, dettagliato e georiferito secondo lo standard regionale, e gli esiti delle verifiche sul rispetto della procedura per la valutazione di incidenza ai sensi del D.P.R. 357/97 e ss.mm.ii.;
- la comunicazione di qualsiasi variazione rispetto a quanto esaminato che dovesse rendersi necessaria per l'insorgere di imprevisti, anche di natura operativa, agli uffici competenti per la Valutazione d'Incidenza per le opportune valutazioni del caso e la comunicazione tempestiva alle Autorità competenti ogni difformità riscontrata nella corretta attuazione delle attività e ogni situazione che possa causare la possibilità di incidenze significative negative sugli elementi dei siti della rete Natura 2000 oggetto di valutazione nello studio per la Valutazione di Incidenza esaminato.

APPENDICE

Tecnologie e innovazione in supporto alla transizione energetica del Veneto

Premessa

Gli obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale previsti dal Green Deal europeo [61] e dall'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile dell'ONU [62] impongono, anche su scala regionale, l'adozione di politiche di ricerca e sviluppo che prestino particolare attenzione verso queste tematiche.

Tali indicazioni, ancorché altamente sfidanti, stanno offrendo alla regione del Veneto importanti opportunità di innovazione, investimento tecnologico e di crescita (anche a livello internazionale) in campo energetico, edilizio, della mobilità, della transizione ecologica e nell'uso intelligente e sostenibile delle risorse naturali rinnovabili.

Inoltre, l'integrazione in tali tecnologie di sistemi digitali rafforzati – anche attraverso il ricorso all'Intelligenza Artificiale – può ulteriormente ottimizzarne l'efficienza energetica sia in ambito civile che industriale, incrementando gli effetti positivi anche per l'ambiente e supportando le iniziative di contrasto al cambiamento climatico.

Si premette che al fine di garantire la massima efficienza degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, può fornire un contributo determinante l'elaborazione di linee guida tecniche per le tecnologie da adottare per le fonti di energia rinnovabili, ad esempio per il fotovoltaico, privilegiando l'installazione di pannelli ad alta efficienza (>21%) e con minor impatto ambientale, come quelli a base di silicio riciclato o privi di piombo e cadmio, o, per lo stoccaggio energetico, soluzioni con batterie a basso impatto ambientale, preferibilmente a sodio o a base di materiali facilmente riciclabili.

Il primo capitolo del documento indica e descrive sinteticamente le priorità di sviluppo tecnologico che emergono dalle iniziative di ricerca e sviluppo che la Regione sostiene (o a cui partecipa) e che, sulla base dei sopracitati obiettivi, potrebbero facilitare il processo di transizione del sistema regionale verso la decarbonizzazione e l'efficientamento energetico. Il secondo capitolo entra nel merito di specifiche soluzioni tecnologiche, analizzandone caratteristiche e potenzialità, per poi focalizzare l'attenzione sulle caratteristiche di una Città Intelligente che faccia largo uso di sistemi digitalizzati e innovativi, e sul ruolo delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Il processo di identificazione delle tecnologie di interesse regionale

Nel processo di identificazione delle proprie traiettorie di ricerca e sviluppo tecnologico, la Regione del Veneto ha preso a riferimento alcune delle sfide prioritarie contenute nei principali documenti programmatici e di intervento comunitari – in primis la Strategia di specializzazione intelligente [63], la Nuova Agenda europea per l'innovazione [64] e Horizon Europe [65] – e globali – Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite¹⁰⁷ [62].

Considerati i sopra citati indirizzi di sviluppo e a seguito di un lungo e intenso processo di confronto con il territorio e le sue molteplici componenti¹⁰⁸, la Regione ha adottato, con DGR n. 474 del 29 aprile 2022, quello che è il più importante strumento di programmazione strategica regionale in tema di ricerca, innovazione e trasferimento tecnologico ovvero la *Strategia di Specializzazione Intelligente regionale - S3 Veneto*¹⁰⁹.

¹⁰⁷ Specificamente per gli obiettivi 7 “Energia conveniente e pulita”, 9 “Imprese, Innovazione e Infrastrutture”, 12 “Modelli sostenibili di produzione e consumo” e 13 “Azione per il clima”.

¹⁰⁸ Tale processo viene denominato: processo di scoperta imprenditoriale.

¹⁰⁹ Per maggiori informazioni: <https://www.innoveneto.org/strategia-s3-veneto/>.

Già dai contenuti di questa Strategia, che individua gli obiettivi, gli ambiti prioritari e le azioni in grado di massimizzare gli effetti degli investimenti regionali in Ricerca e Innovazione, appare chiaro come le tematiche energetiche rappresentino questioni cardine per il futuro sviluppo – non solo in termini competitivi – del territorio regionale.

Infatti, la S3 Veneto dedica alla priorità energetica uno dei previsti 6 ambiti di specializzazione - lo “Smart Living & Energy” – e, al contempo, almeno 12 delle 52 traiettorie di sviluppo tecnologico su cui il sistema regionale dovrebbe puntare negli anni a venire. Inoltre, la centralità del tema “energia” nella S3 regionale è ulteriormente rafforzata dalla previsione di uno specifico driver “Transizione Verde”, quale fattore di premialità abilitante in grado di attivare trasversalmente più obiettivi previsti nell’ambito della Strategia, della Missione Strategica “BIOEconomia” quale settore alla base della vision regionale così come prevista, in tema di sviluppo tecnologico dagli investimenti strategici proposti dal Comitato Tecnico Strategico (CTS) per il rilancio e il posizionamento del Veneto.

Per l’identificazione delle tecnologie di interesse fondamentale è stato altresì considerato l’insieme di indirizzi derivanti da politiche nazionali e comunitarie in grado di esercitare sul sistema regionale una diretta influenza. A tal proposito si citano il Green Deal europeo [61], il Next Generation EU [66] e le correlate iniziative nazionali (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, PNRR [67]) e regionali (Veneto verso il 2030¹¹⁰, Strategia regionale per lo Sviluppo Sostenibile¹¹¹) oltre che l’interesse della Regione alle roadmap di sviluppo di partenariati pubblico-privati quali, ad esempio, il Cluster Tecnologico Nazionale “Energia” o le Reti Innovative Regionali (RIR).

Attraverso la rilettura analitica delle sopra riportate misure di pianificazione/intervento regionali e tenuto conto delle competenze e caratteristiche presenti nel sistema produttivo e della ricerca regionale, è stato quindi possibile identificare un panel di soluzioni tecnologiche che possono essere considerate rispondenti alle necessità di efficienza e sostenibilità del sistema energetico regionale. Queste sono state raggruppate in tre macro-tematiche principali:

- Digitalizzazione dei sistemi energetici
- Vettori e sistemi di accumulo
- Tecnologie per l’efficienza energetica e la sostenibilità ambientale.

Digitalizzazione dei sistemi energetici

La digitalizzazione del sistema energetico europeo riveste per la Commissione Europea carattere di assoluta priorità ed è collegata sia agli obiettivi di *twin transition*¹¹² sia del Green Deal europeo sia a quelli del Programma strategico per il Decennio Digitale 2030 [68].

Questa indicazione di priorità dipende in effetti da una serie di riconosciute necessità all’interno dei Paesi dell’UE:

- garantire la sicurezza e la sovranità dei dati in un settore di importanza strategica come quello energetico;
- investire in tecnologie digitali facilita la transizione energetica green dei sistemi;
- assicurare l’interoperabilità e la standardizzazione tra i sistemi esistenti per affrontare le esigenze di comunicazione relative alla gestione della rete, al bilanciamento e all’interfaccia con il crescente numero di fonti energetiche rinnovabili e sono inoltre essenziali per le complesse interazioni del mercato europeo dell’energia distribuita e della dimensione SMART GRID europea;
- ricorrere alla digitalizzazione per permettere, nel lungo termine, l’integrazione tra le forme decentralizzate di energia rinnovabile nella rete, riducendo la dipendenza dai combustibili fossili importati e la volatilità dei prezzi.

¹¹⁰ Per maggiori informazioni: <https://programmazione-ue-2021-2027.regione.veneto.it/>.

¹¹¹ Per maggiori informazioni: <https://venetosostenibile.regione.veneto.it/>.

¹¹² “Twin Transition” ovvero “doppia transizione”, è la sinergia tra la transizione tecnologico-digitale e la sostenibilità ambientale.

In quest'ottica anche la Regione del Veneto riconosce appieno l'importanza di questa trasformazione del comparto energetico secondo principi di efficienza, interoperabilità e flessibilità della rete a livello locale che potrà essere raggiunta solo attraverso un effettivo ricorso a strumenti digitali diffusi e ad infrastrutture di dati condivise. Per il raggiungimento di questi obiettivi appare centrale anche il ruolo che l'integrazione di sistemi di Intelligenza Artificiale (IA) possono rivestire oltre che quello relativo allo sviluppo consistente degli strumenti di *Internet of Things* (IoT), *Industrial Analytics* e *Cloud Manufacturing*. A tal proposito sono quindi state identificate tre aree di sviluppo tecnologico di riferimento per la digitalizzazione dei sistemi energetici:

1. Reti energetiche

- Tecnologie e sistemi di gestione e controllo delle *Smart Grid*
- Soluzioni tecnologiche per l'integrazione delle reti energetiche

2. *Self awareness* dell'Utenza

- Tecnologie per la flessibilità del sistema energetico e la partecipazione dell'utente finale
- Tecnologie e dispositivi per la digitalizzazione dei sistemi energetici e lo *smart metering* dei consumi

3. Cybersecurity

- Tecnologie DLT - *Distributed Ledgers Technology* per la sicurezza di dati, informazioni e la loro tracciabilità.

Vettori e sistemi di accumulo

Affinché le fonti energetiche rinnovabili non programmabili (es. solare) possano effettivamente integrarsi nel sistema energetico regionale è fondamentale la costante implementazione nei prossimi anni di sistemi di stoccaggio e trasporto dell'energia efficienti e affidabili. Le problematiche legate all'intermittenza della quantità di energia disponibile da parte di queste fonti (si pensi ad esempio all'alternanza giorno-notte per il solare) rendono infatti fondamentale lo sviluppo di queste tecnologie al fine di permettere un "coordinamento" tra il momento di generazione dell'energia e quello di effettivo utilizzo della stessa da parte dell'utenza. L'efficiente gestione delle eccedenze e dei deficit nella disponibilità di energia può quindi trovare una sua parte di soluzione nello sviluppo di tecnologie legate ai sistemi di accumulo. Analogamente, sostenere il progresso tecnologico nella conversione del surplus in idrogeno/metano o in altri vettori potrebbe permettere un ulteriore avanzamento in termini di efficienza ed affidabilità in specifici settori come, ad esempio, quello dei trasporti. Appare quindi evidente come i possibili benefici in termini di gestione della disponibilità energetica e di riduzione dei costi siano effettivamente trasversali a diversi settori e ambiti e riguardino l'intera catena di approvvigionamento energetico fino all'utente finale.

Anche per quanto concerne la macro-tematica relativa ai vettori e i sistemi di accumulo sono state identificate tre aree di sviluppo tecnologico di riferimento:

1. Sviluppo vettori energetici

- Tecnologie per la *Green Refinery* e per la produzione eco-sostenibile di *Bio-feedstock* di ultima generazione (biocarburanti e biochemical avanzati)
- Carburanti e lubrificanti per riduzione di CO₂ per il settore industria

2. Idrogeno e CCUS (*Carbon Capture Utilization and Storage*)

- Tecnologie e processi per la produzione di idrogeno pulito

- Realizzazione di infrastrutture ed ecosistemi per impieghi dell'idrogeno e della CO₂ in applicazioni differenti¹¹³
 - Tecnologie e processi per la cattura e stoccaggio (o utilizzo) della CO₂
 - Logistica dell'idrogeno e valorizzazione della CO₂
 - Sviluppo di tecnologie e sistemi di mobilità di idrogeno
3. **Accumulo (Batterie)**
- Tecnologie di miglioramento dell'efficienza, affidabilità e durabilità dell'accumulo
 - Tecnologie di accumulo elettrochimico, chimico e termico.

Efficienza energetica e sostenibilità ambientale

In conseguenza ai limiti sempre più restrittivi sulla produzione di CO₂ ratificati anche dal Trattato sul clima e la decarbonizzazione relativo all'Accordo di Parigi, i target di efficienza e sostenibilità previsti dalla normativa comunitaria e nazionale dovranno essere ottenuti attraverso l'individuazione di mix di soluzioni energetiche in grado di sostituire gradualmente le fonti fossili con soluzioni a bassa emissione di gas serra combinate con il ricorso a fonti rinnovabili.

In tal senso, anche lo sviluppo di tecnologie e materiali innovativi in grado di ampliare le soluzioni di rigenerazione edilizia, efficientare e mettere a sistema le attuali tecnologie impiantistiche, prolungare il ciclo di vita dei dispositivi e delle installazioni di produzione di energia rinnovabile – specie quelle di larga area – riducendo i costi di gestione e manutenzione, risulta essere un aspetto fondamentale per accelerare sul fronte della transizione energetica.

Su questo tema e su quello della sostenibilità ambientale sono state identificate quattro diverse aree di sviluppo tecnologico a cui fare riferimento:

1. **Edifici intelligenti**
 - Sistemi di cogenerazione elettricità-calore per applicazioni industriali e residenziali
 - Tecnologie e strumenti per riqualificazione ed ottimizzazione energetica di sistemi esistenti e per lo sviluppo di soluzioni avanzate e sostenibili
 - Progettazione e ingegnerizzazione di nuovi impianti e macchinari finalizzati al risparmio energetico
 - Tecnologie per la progettazione e la gestione degli edifici
 - Tecnologie per la decarbonizzazione di imprese e Pubblica Amministrazione
 - Tecnologie e sensoristica finalizzate al controllo e alla gestione della temperatura in ambienti e impianti
2. **Infrastrutture e *Smart Cities***
 - Infrastrutturazione mobilità intelligente e sostenibile ed elettrificazione dei trasporti
 - Sviluppo di soluzioni e sistemi tecnologici integrati di gestione delle Smart Cities
 - Tecnologie per l'integrazione ottimale delle FER nel costruito e nell'ambiente (integrazione urbana)
3. **Tecnologie per le Comunità Energetiche Regionali**
 - Sviluppo tecnologie per la simbiosi energetica (scambio tra aziende, tra aziende e comunità locali)
 - Sviluppo di *local energy communities* basate su GD e FERE
4. **Energie rinnovabili**
 - Tecnologie e dispositivi innovativi per la produzione di energia da fonte rinnovabile

¹¹³ “Applicazioni Differenti”: realizzazione di dimostratori e impianti pilota per lo sviluppo di tecnologie per il P2G (Power-to-Gas) e per applicazioni dell'idrogeno blu e verde in contesti industriali.

- Tecnologie e materiali per il fotovoltaico avanzato ed applicazioni large scale
- Tecnologie avanzate per il solare termico (concentrazione e ibridizzazione)
- Soluzioni avanzate per lo sfruttamento efficiente del geotermico convenzionale e non
- Tecnologie per il recupero, trattamento e la valorizzazione dei reflui e residui civili e industriali con ridotto impatto ambientale in contesti di simbiosi energetica.

Analisi e sviluppo di tecnologie e innovazione

Nella bozza del PNIEC pubblicata a giugno 2023 [69], in riferimento alla “Dimensione della ricerca, dell’innovazione e della competitività”, si sottolinea il coinvolgimento dell’Italia e diversi enti di ricerca su fotovoltaico (FV), batterie ed elettrolizzatori. Si valuta anche l’uso di sistemi intelligenti per incrementare l’efficienza energetica, sia in ambito civile sia industriale, e nello specifico anche l’utilizzo dell’Intelligenza Artificiale (IA) in diversi ambiti operativi con l’obiettivo di ottimizzare azioni di gestione e controllo. Inoltre, si sottolinea il ruolo cruciale, giocato principalmente nel settore civile, dal teleriscaldamento e dalle pompe di calore, che contribuiranno in maniera significativa ad incrementare efficienza e sostenibilità degli edifici.

La seguente sezione si propone di analizzare diverse tecnologie e strumenti a supporto del processo di transizione verso la decarbonizzazione, con riferimento al contesto regionale. Vengono analizzate diverse soluzioni tecnologiche quali efficienti e sostenibili per il sistema energetico, in termini di produzione di energia elettrica, termica e relativo accumulo. In seguito, si approfondisce il concetto di città “intelligente”, composta da edifici, infrastrutture e cittadini tra di loro interconnessi grazie a strumenti e tecniche di digitalizzazione che, sempre più spinte, spesso coinvolgono anche l’IA. Infine, sono forniti dettagli e sviluppi sulle Comunità Energetiche Rinnovabili, quali nuovi soggetti che raccolgono e integrano i diversi strumenti e le molteplici sfide della transizione.

Soluzioni tecnologiche a confronto

In questa prima sezione sono analizzate diverse soluzioni tecnologiche che possono rispondere alle esigenze di produzione di energia elettrica e termica, di accumulo tramite batterie e di produzione di idrogeno tramite elettrolizzatori, con l’obiettivo di garantire prestazioni ottimali, ma aumentando l’efficienza dei sistemi e riducendo il loro impatto ambientale.

Fotovoltaico

Riconoscendo nel FV dei margini di sviluppo tecnologico molto elevati, l’innovazione può riguardare la progettazione dei moduli, in termini di materiali e architettura, il meccanismo di tracking e la tipologia di applicazione. I pannelli solari galleggianti, l’agrivoltaico (si veda la sezione *Agrivoltaico*) e le facciate solari sono alcune delle applicazioni innovative in fase di diffusione.

Una delle direzioni principali della ricerca sul FV riguarda il miglioramento dell’efficienza di generazione elettrica dei moduli mediante lo studio di nuovi materiali e architetture di dispositivi ad alta efficienza, che possono quindi rendere possibile la conversione di una percentuale maggiore di energia solare in elettricità rispetto alle tecnologie tradizionali. Tra le varie tecnologie emergenti e ricerche attualmente in corso che mirano a migliorare ulteriormente l’efficienza e la sostenibilità delle celle fotovoltaiche, di seguito si riportano le più promettenti:

- Celle a perovskite: queste celle solari utilizzano materiali a base di perovskite per assorbire la luce, una tecnologia che ha visto un rapido aumento dell’efficienza nel corso degli anni. Le perovskiti offrono il vantaggio di una fabbricazione meno costosa e possono essere prodotte con metodi di stampa; la loro flessibilità e leggerezza le rende adatte a una varietà di applicazioni.
- Celle fotovoltaiche multigiunzione: utilizzano più strati di materiali semiconduttori che possono assorbire diverse lunghezze d’onda della luce solare, aumentando così l’efficienza complessiva. Sono particolarmente adatte per applicazioni spaziali e concentratori solari fotovoltaici (CPV).
- Tecnologia tandem: le celle tandem combinano celle a silicio con altri materiali fotovoltaici, come le perovskiti, per sfruttare al meglio lo spettro solare. Questo approccio può superare il limite teorico di efficienza delle celle solari a silicio singolo giunzione.

- Celle PERC (*Passivated Emitted Rear Cell*): appartenenti alla famiglia delle più diffuse e classiche celle solari in silicio cristallino, differiscono da queste per la presenza di uno strato di passivazione posto sul retro del pannello, che ne aumenta l'efficienza rispetto alle tradizionali [70].

La ricerca si sta concentrando su nuovi materiali semiconduttori, come i nanomateriali e i materiali bidimensionali (ad esempio, il disolfuro di molibdeno), che potrebbero offrire vantaggi in termini di efficienza, costo e flessibilità. Un altro campo di ricerca è quello relativo all'ottimizzazione dell'architettura delle celle, in quanto una miglior progettazione e struttura può aumentarne l'efficienza. Oltre all'efficienza, un altro parametro importante è il costo di produzione delle celle; per ottenere una riduzione dei costi, è necessario lo sviluppo di metodi di produzione più efficienti e l'uso di materiali meno costosi. La ricerca si sta concentrando anche su come rendere la produzione e il riciclo delle celle fotovoltaiche più sostenibili, minimizzando l'uso di materiali tossici e migliorando i metodi di riciclaggio.

Il Veneto, attraverso il Fondo di rotazione “Anticrisi attività produttive”, ha approvato specifici fondi per investimenti delle imprese che decidano di installare impianti fotovoltaici nelle strutture della sede produttiva delle imprese e in quelle di relativa pertinenza.

Agrivoltaico

Nello sviluppo di tecnologie innovative di supporto alla transizione, l'agrivoltaico rappresenta una soluzione percorribile se si considera che l'impianto si integra con le attività agricole/zootecniche senza impedirne lo sviluppo, con il sistema impiantistico che al più può richiedere una maggior altezza di installazione ma non altre particolari alterazioni rispetto ad una configurazione standard. In Tabella 1 si riportano principali vantaggi e svantaggi attribuibili a tale sistema multifunzionale di cui beneficia sia l'attività agricola sia l'impianto di produzione di energia rinnovabile:

<i>Vantaggi agrivoltaico</i>	<i>Svantaggi agrivoltaico</i>
- Riduzione del fabbisogno idrico - Miglioramento della qualità del raccolto - Recupero dei terreni marginali - Accesso ai sistemi incentivanti - Aumento della resa energetica - Maggiore competitività rispetto ai sistemi standard - Protezione colture da eventi atmosferici - Riduzione impronta idrica rispetto al pieno campo	- Costi di investimento e manutenzione più elevati in caso di configurazione diversa da quella standard - Riduzione della reversibilità del terreno

Tabella 1. Principali vantaggi e svantaggi di un impianto agrivoltaico.

In fase di progettazione è necessario riconoscere la necessità di co-progettare e co-gestire il sistema energetico e quello agricolo, garantendo un'integrazione fisica ma anche funzionale. Per definire più nel dettaglio vantaggi e svantaggi è necessario tener conto di diverse tipologie di agrivoltaico possibili, che differiscono sulla base della realizzazione dell'infrastruttura e l'uso differente delle superfici. C'è infatti la possibilità di “raddoppiare” la superficie, ossia inserendo i pannelli su un livello superiore rispetto a quello del campo; in tal caso l'altezza dell'impianto può comportare un incremento dei costi. Altre opzioni di utilizzo della superficie consistono nell'integrazione verticale o nella creazione di coltivazioni interfilari. La configurazione spaziale ha un impatto significativo sulla percentuale di area coltivabile e incide anche sul posizionamento dei pannelli, che possono essere fissi o mobili.

In questo contesto, i principali fattori di analisi per lo sviluppo di un adeguato progetto di agrivoltaico coinvolgono: condizioni climatiche e morfologiche, contesto paesaggistico, configurazione e infrastrutture impiantistiche, scelta colture e metodi di coltivazione, compatibilità tra impianto e coltivazione, identificazione delle modalità di monitoraggio, collaborazione tra i soggetti del progetto.

Sono attualmente attivi numerosi progetti volti a sviluppare soluzioni tecnologiche standardizzate e vantaggiose per rendere più competitivo l'agrivoltaico in Europa, con la creazione di una filiera dedicata che possa garantire una riduzione dei costi di investimento e manutenzione. L'agrivoltaico si inserisce anche nel contesto degli investimenti del PNRR, che fissa una capacità produttiva da impianti agrivoltaici di 1.1 GW. Nel 2022 sono anche state rilasciate le linee guida in materia di impianti agrivoltaici, che insieme alla norma CEI PAS 82-93 del 2023 definiscono i requisiti di tali sistemi per rispondere alle finalità per cui sono realizzati, incluse quelle derivanti dal quadro normativo in materia di incentivi (Tabella 2).

Impianto agrivoltaico	Requisito A - Condizioni costruttive e spaziali: la superficie destinata all'attività agricola è almeno il 70% della superficie totale del sistema agrivoltaico.
	Requisito B - Condizioni di esercizio: garantire la continuità dell'attività agricola e la producibilità elettrica minima (producibilità specifica dell'impianto agrivoltaico $\geq 0,6$ producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico di riferimento).
Impianto agrivoltaico avanzato	Requisito C - Soluzioni innovative con moduli elevati da terra: 1,3 metri nel caso di attività zootecnica; 2,1 metri nel caso di attività culturale.
	Requisito D - Sistema di monitoraggio del risparmio idrico, della produttività agricola e della continuità delle attività delle aziende agricole interessate.
Impianto agrivoltaico avanzato PNRR	Requisito E - Sistema di monitoraggio avanzato: recupero fertilità del suolo, microclima e resilienza ai cambiamenti climatici.

Tabella 2. Indicazioni per requisiti agrivoltaico sulla base della norma CEI-PAS 82-93.

In termini di avanzamenti tecnologici e di innovazione, la ricerca mira a (i) diminuire la superficie utilizzabile garantendo la producibilità, (ii) ad elaborare sistemi innovativi di integrazione col paesaggio, (iii) realizzare moduli e pannelli innovativi, (iv) modificare la radiazione luminosa diretta sul campo in caso di configurazioni differenti, (v) modificare le precipitazioni utili, (vi) diminuire la forza del vento e della circolazione dell'aria, (vii) valutare modifiche della temperatura superficiale del suolo, (viii) elaborare meccanismi di adattamento e controllo per eventi estremi.

Pannelli integrati fotovoltaici-termici

La tecnologia solare ibrida termica-fotovoltaica (PVT) si propone di produrre simultaneamente energia elettrica e termica grazie al recupero termico dell'energia solare non convertita in elettrica, così da utilizzarla per il servizio di acqua calda sanitaria o come sorgente termica per una pompa di calore. In aggiunta, questo recupero di calore migliora anche le prestazioni dei pannelli FV, in quanto raffreddando le celle ne aumenta la produzione [71]. I sistemi PVT possono essere identificati come:

- Collettori PVT: sulla piastra assorbente del collettore solare vengono applicate le celle fotovoltaiche;
- Moduli PVT: sul retro del pannello FV viene inserito uno scambiatore di calore.

I moduli PVT sono classificati rispetto alla configurazione impiantistica (piani/a concentrazione), alla configurazione usata per il recupero termico, al fluido termovettore e alla sua modalità di circolazione, alla tipologia di silicio usato (monocristallino, policristallino, amorfo, a film sottile) [71].

Questa tecnologia può essere efficacemente integrata all'utilizzo di pompe di calore (si veda la sezione *Pompe di calore*).

Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento rappresenta una soluzione praticabile per decarbonizzare il riscaldamento degli edifici, grazie al potenziale di diversificazione delle fonti energetiche e integrazione con le rinnovabili. Sono distinguibili cinque generazioni di teleriscaldamento, in cui c'è un'evoluzione in termini di riduzione della temperatura di mandata, con conseguente riduzione delle perdite termiche (Tabella 3):

1G	1880-1930	Vapore; $T_{mandata} < 200^{\circ}\text{C}$; $T_{ritorno} < 80^{\circ}\text{C}$	Tubi in acciaio fuori terra.
2G	1930-1970	Acqua; $T_{mandata} > 100^{\circ}\text{C}$; $T_{ritorno} < 70^{\circ}\text{C}$	Tubi in acciaio isolati sotterranei; unità in loco.
3G	1970-oggi	Acqua; $T_{mandata} < 100^{\circ}\text{C}$; $T_{ritorno} > 45^{\circ}\text{C}$	Tubi in acciaio pre-isolati con rivestimento; componenti prefabbricati.
4G-LTDH	2020-futuro	Acqua; $T_{mandata} < 70^{\circ}\text{C}$; $T_{ritorno} < 50^{\circ}\text{C}$	Alta flessibilità, elevato contributo di energia rinnovabile e possibilità di integrazione con altri sistemi energetici.
4G-ULTDH	2020-futuro	Acqua; $T_{mandata} < 50^{\circ}\text{C}$; $T_{ritorno} < 30^{\circ}\text{C}$	
5G	Futuro	Acqua; $T_{mandata} < 30^{\circ}\text{C}$; $T_{ritorno} < 10^{\circ}\text{C}$	Sottostazioni locali con pompe di calore e chiller per soddisfare la domanda.

Tabella 3. Le principali caratteristiche delle cinque generazioni di teleriscaldamento [72], [73].

Nella quinta generazione cambia completamente la configurazione della rete; lo schema centralizzato alimentato da fonti fossili viene sostituito da uno decentralizzato, sostenuto da fonti rinnovabili e sottostazioni di riscaldamento intermedie con pompe di calore (si veda la sezione *Pompe di calore*). In caso di pompe di calore reversibili, è reso così anche possibile il condizionamento estivo degli edifici, motivo per cui la quinta generazione è anche identificata dalla sigla 5GDHC (5th Generation District Heating and Cooling). Infatti, il trend generale delle nuove generazioni di teleriscaldamento è di far riferimento all'elettrificazione come soluzione di alimentazione dei sistemi di produzione, offrendo la garanzia di flessibilità alla rete elettrica tramite sia la rete termica e sia la gestione della domanda; già la 4G è caratterizzata dall'integrazione del sistema elettrico e termico, con le pompe di calore che diventano essenziali per lo sviluppo delle reti [80].

Pompe di calore

Le Pompe di Calore (PdC) giocano un ruolo fondamentale negli scenari energetici di decarbonizzazione, rappresentando una soluzione tecnologica di interesse in quanto in grado di rigenerare, con un input energetico ridotto, il calore a bassa temperatura catturato da una sorgente rinnovabile, che diventa quindi utile a scaldare in maniera efficiente un edificio [71]. Se reversibili, quindi in grado di invertire il ciclo, possono soddisfare anche la richiesta di raffrescamento oltre che di riscaldamento. L'energia elettrica e poi anche il gas naturale

o il calore di recupero rappresentano i vettori energetici che possono consentire il loro funzionamento, con quelle azionate dal motore elettrico che sono attualmente le più diffuse, giocando un ruolo cruciale nel processo di elettrificazione e più in generale di transizione. Attualmente sono la seconda tecnologia rinnovabile più diffusa nell'Unione Europea e presentano la maggior crescita relativa tra le Fonti Energetiche Rinnovabili nel settore di riscaldamento e raffrescamento nel decennio 2020-2030, prevedendo un contributo in crescita [72].

Per quanto riguarda le sorgenti termiche, la Tabella 4 ne riporta le principali caratteristiche:

<i>Sorgente termica</i>	<i>Principali caratteristiche</i>
Aria esterna	Facilità di utilizzo, ma prestazioni fortemente dipendenti dal clima della località di installazione; problema formazione ghiaccio sull'evaporatore; necessarie superfici consistenti e/o grandi portate d'aria.
Acque superficiali	Livelli di temperatura abbastanza stabili e idonei, ma fruibilità limitata a luoghi specifici, con problema di variabilità di portata e presenza di contaminanti specialmente nel caso dei fiumi; costi più elevati per opere di prelievo e scarico e procedure autorizzative più complesse.
Sottosuolo	In circuito aperto: estrazione del calore tramite pozzo da acqua di falda, poi restituita alla falda stessa tramite altro pozzo o scaricata superficialmente in un corso d'acqua; rendimenti elevati ma consumi non trascurabili delle pompe di sollevamento, inoltre sono necessari dei processi autorizzativi più complessi. In circuito chiuso: tramite sonde verticali o orizzontali di geoscambio, si cattura il calore dal terreno senza prelevare acqua; le sonde richiedono dei costi elevati e sono da realizzare in maniera adeguata in termini di dimensionamento, per garantire l'uso efficace della risorsa geotermica.

Tabella 4. Principali caratteristiche delle sorgenti termiche di una pompa di calore [71].

In termini di ciclo di funzionamento, ad oggi in commercio sono presenti PdC basate su ciclo a compressione di vapore o ad assorbimento. Le prime possono essere installate nella centrale di teleriscaldamento per il recupero di calore geotermico in inverno e per raffrescare in estate. Inoltre, sempre in integrazione al teleriscaldamento, possono alzare la temperatura dell'acqua per specifiche utenze alimentate da sistemi LTDHC, o sfruttare in doppio stadio per le sottostazioni di quinta generazione, mentre quelle ad assorbimento sono invece usate per raffrescamento, effettuando il recupero del calore di scarto [72].

- impianto integrato pannelli fotovoltaici-pompa di calore,
- impianto integrato collettori termici-pompa di calore,
- impianto integrato moduli ibridi termo-fotovoltaici-pompa di calore.

Tecnologie a biomassa solida

La produzione termica da biomasse abbina la riduzione delle emissioni di anidride carbonica con ottime caratteristiche di prevedibilità e modulabilità. L'anidride carbonica emessa durante la combustione delle biomasse solide proviene da un ciclo del carbonio di breve periodo e non contribuisce in modo significativo al riscaldamento climatico. Al tempo stesso la biomassa solida rappresenta un combustibile che può essere stoccato e utilizzato secondo necessità. Lo sfruttamento delle biomasse solide è soggetto a due vincoli: la disponibilità locale e le emissioni di inquinanti. Affinché la riduzione delle emissioni climalteranti sia

massima, lo sfruttamento deve avvenire in prossimità del punto di origine, in quanto il trasporto implica una rilevante emissione indiretta di CO₂. Nella normativa RED II viene riportato che la combustione di biomassa ha una emissione netta di CO₂ pari a 20 g/kWhTh se lo sfruttamento avviene entro 500 km dal punto di origine. Si tratta di un valore pari a un decimo della combustione di gas naturale per la produzione termica.

Uno studio effettuato nell'ambito del progetto europeo S2Biom [73] stima la potenzialità delle biomasse solide sostenibili nella Regione Veneto in oltre 6700 GWh/anno di cui 5500 GWh/anno provenienti da attività di silvicoltura, mentre i restanti da scarti di trattamento del legname o residui agricoli. In aggiunta a queste risorse si possono adottare sistemi di cedui da biomassa (comunemente indicati anche come Short Forestry Rotation): questa strategia si basa sulla coltivazione di precisione di specie arboree caratterizzata da crescita rapida adatte per la produzione di biomassa solida. Una corretta silvicoltura può avere un effetto positivo anche sulla gestione delle foreste e delle aree marginali in modo da limitare i rischi legati a incendi boschivi, proliferazione di specie animali dannose (per esempio bostrico) ed eventi atmosferici estremi.

La richiesta termica del settore residenziale e terziario della Regione Veneto si attesta a 34,9 TWh/anno: si noti che le biomasse solide potrebbero coprire più del 19% del fabbisogno e, essendo già presente nel confine della Regione Veneto, potrebbero contribuire in modo significativo alla decarbonizzazione. Questo potenziale è pienamente sfruttabile collocando in modo selettivo impianti e reti nelle zone dove biomassa e densità di domanda coesistono. In questi casi la biomassa risulta l'opzione più efficace rispetto a soluzioni tecnologiche alternative. Un vincolo più stringente è dettato dalla gestione della qualità dell'aria: i processi di sfruttamento delle biomasse solide sono basati su processi di combustione che implicano l'emissione di diversi inquinanti come monossido di carbonio, (CO), ossidi di azoto (NO_x), composti organici volatili (COT) e particolato (PM). Oltre a questi composti bisogna considerare anche le emissioni di ossidi di zolfo (SO_x), benzo(a)pirene (IPA) e ammoniaca (NH₃). I sistemi tradizionali di produzione termica da biomassa tendono a produrre una emissione significativa di questi composti, di conseguenza, con il DM 186/2017 si è introdotta una classificazione ambientale delle macchine e dei limiti di emissione. Per i generatori termici di piccola taglia (potenza termica nominale inferiore a 500 kW) si fa riferimento alla norma EN 303-5 [74] che classifica le macchine in 5 categorie.

		PM	COT	NO _x	CO	η
		[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
Classe 5	Camini	25	35	100	650	85
	Caldaie a legna	15	5	150	30	88
	Caldaie a pellet o cippato	10	5	120	25	92
Classe 4	Camini	30	70	160	1250	77
	Caldaie a legna	20	10	150	200	87
	Caldaie a pellet o cippato	15	10	130	100	91
Classe 3	Camini	40	100	200	1500	75
	Caldaie a legna	30	15	150	364	85
	Caldaie a pellet o cippato	20	15	145	250	90
Classe 2	Camini	75	150	200	2000	75
	Caldaie a legna	60	30	200	500	80
	Caldaie a pellet o cippato	40	20	200	300	90
Classe 1	Camini	>75	>150	>200	>2000	<75
	Caldaie a legna	>60	>30	>200	>500	<80
	Caldaie a pellet o cippato	>40	>20	>200	>300	<90

Tabella 5 - Limiti di concentrazione di inquinanti secondo la norma UNI EN 303-5.

Nella regione Veneto è in vigore anche il D.G.R. n. 238 del 2 marzo 2021 che vieta la combustione delle biomasse con apparecchi di Classe 2 o inferiore e di Classe 3 o inferiore nel caso di condizioni di allerta sulla qualità dell'aria.

Per macchine di più grande taglia (potenza nominale superiore a 500 kW) sono presenti differenti normative a scala nazionale e regionale; tuttavia, per semplicità l'emissione standard è comparabile con la Classe 5 in gran parte di questi casi. Come riferimento una moderna caldaia a condensazione alimentata a gas naturale ha una emissione di CO inferiore a 100 ppm (100 mg/Nm³), una emissione di NOX inferiore a 70 mg/kWh (indicativamente 55 mg/Nm³) ed emissioni di particolato trascurabili (<0,01 mg/Nm³). Secondo i dati AIEL [75] il parco di generatori di piccola taglia da biomassa installato in Italia è inquadrabile in media come una Classe 2 e il 68.1% degli impianti hanno più di 10 anni. Le nuove installazioni hanno una classificazione media come Classe 4 e rappresentano solamente il 3% del totale del numero di apparecchi. Come evidenziato dai report ENEA [76] esiste un forte discrepanza tra impianti di piccola scala, destinati al riscaldamento residenziale e terziario, e di grande taglia, destinati alla generazione di calore industriale o per reti di teleriscaldamento. Questa discrepanza nasce da differenze tecniche nella costruzione dei generatori e per superare questo vincolo si stanno studiando diverse tecnologie in grado di limitare l'emissione di inquinanti. Tramite l'applicazione di queste tecnologie innovative è possibile raggiungere una emissione di PM inferiore a 10 mg/Nm³ spingendosi fino a 1 mg/Nm³.

Il processo di combustione della biomassa solida è un processo fisicamente e chimicamente complesso che si svolge in diverse fasi [77]. Questo processo avviene tramite step consecutivi di deumidificazione della biomassa, liberazione di composti leggeri (pirolisi e gassificazione), ossidazione in fase gas dei composti volatili e ossidazione diffusiva dei composti non volatili. Nei sistemi tradizionali questi processi avvengono contemporaneamente nella stessa camera di combustione con un controllo limitato delle fasi in atto. I sistemi più avanzati utilizzano una struttura a grata mobile oppure a camere che separa le diverse fasi del processo (staging della combustione). Questo permette di ottimizzare le condizioni e minimizzare le emissioni di gas inquinanti. Un'altra strategia può essere l'aggiunta di aria secondaria al processo: l'eccesso di comburente permette l'ossidazione dei gas liberati dalla pirolisi (CO e COT). Un parametro chiave per il controllo del processo è il rapporto aria/biomassa durante la combustione che può essere regolato utilizzando un sensore di concentrazione di ossigeno nei gas combusti (sonda lambda).

La riduzione dell'emissione di particolato può anche essere effettuata tramite filtraggio dei gas combusti e sulla base delle condizioni del flusso (temperatura, portata, quantità e dimensione media del particolato) si possono utilizzare diverse tecnologie. I filtri a ciclone generano un movimento rotatorio al flusso di gas e le particelle vengono separate per forza centrifuga. Questa tipologia di filtri è economica e tuttavia, non è in grado di eliminare particelle con diametro inferiore a 5-10 micron. Nei filtri elettrostatici il particolato viene separato convogliando i gas esausti attraverso due elettrodi a cui è applicata una differenza di potenziale. I filtri elettrostatici godono di un'alta efficienza di filtrazione specialmente a diametri contenuti; ciononostante, la capacità di cattura è influenzata dalla composizione delle particelle e quindi dalla biomassa utilizzata. I limiti all'impiego di questa tecnologia sono gli alti costi di installazione e gestione, inoltre sono voluminosi in quanto necessarie velocità del gas ridotte. I filtri a maniche utilizzano una strategia di filtraggio meccanico che garantisce alte performance, ma è applicabile solo in determinate condizioni di temperatura e umidità dei fumi.

Una soluzione innovativa attualmente allo studio sono i sistemi di condensazione dei gas di scarico. La condensazione garantisce un recupero termico supplementare e quindi un incremento di efficienza, inoltre la fase liquida permette la parziale cattura delle polveri riducendo l'emissione di PM. Le diverse tecnologie hanno gradi diversi di prontezza tecnologica: gran parte dei generatori di potenza termica da biomassa solida sono già equipaggiati con una regolazione automatica del rapporto aria/carburante, mentre lo staging della combustione e il filtraggio dei fumi sono attualmente applicati prevalentemente in grande scala. Non mancano esempi di sistemi innovativi anche di piccola taglia che riescono a raggiungere le stesse performance, tuttavia,

rappresentano una nicchia di mercato e l'attuale normativa non prevede una classificazione ulteriore per impianti con emissioni di molto inferiori al limite alla Classe 5.

Sulle piccole taglie, la sostituzione di apparecchi datati con alte emissioni di inquinanti è consigliabile in modo da incrementare il turnover; tuttavia, l'installazione di nuovi apparecchi di piccola taglia andrebbe in contrasto con le linee guida fornite all'Allegato B del presente Piano Energetico Regionale per quanto concerne la qualità dell'aria.

All'opposto, sulla grande taglia le tecnologie di combustione a bassa emissione sono già largamente diffuse e il problema degli inquinanti in media non sussiste. Sono allo studio dei sistemi a biomassa solida integrati con pompe di calore alimentate a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico. Questi sistemi sono in grado di operare ottimizzando il mix energetico in base alle richieste di potenza e temperatura, oltre che la disponibilità potenza elettrica da FER. Su impianti di grande taglia è anche possibile utilizzare delle pompe di calore per innalzare la temperatura del calore recuperato dalla condensazione dei fumi (in genere inferiore a 60°C) in modo da rendere l'efficienza termica dell'impianto. È importante ricordare che sulle grandi taglie la produzione termica può essere accoppiata alla produzione elettrica. Dopo il processo di combustione il calore dei gas esausti viene abbassato di temperatura e utilizzato per azionare un ciclo Rankine a vapore o a fluidi organici (ORC).

Da questa analisi si deduce che la biomassa solida ha un ampio potenziale nella mitigazione dei cambiamenti climatici e, utilizzando tecnologie allo stato dell'arte, può essere sfruttata in modo da non peggiorare la qualità dell'aria. È chiaro che la strategia più indicata è procedere con un utilizzo della biomassa in impianti di grande scala, eventualmente dotati di sistemi di cogenerazione ORC, e distribuire il calore in reti di teleriscaldamento. Questa applicazione diventa più economicamente sostenibile dove c'è alta richiesta termica e possibilmente in zone montane e pedemontane dove c'è abbondanza di biomasse solide.

Attualmente nella Regione Veneto sono installate 11 reti di teleriscaldamento a copertura di 13 comuni. Di queste 6 sono alimentate integralmente o parzialmente da biomasse. Secondo i dati GSE [78] e AIRU [79], le reti di teleriscaldamento della Regione Veneto hanno una potenza complessiva di 402 MW termici e coprono una richiesta termica di 329 GWh annui (pari a 1,2% della richiesta termica del settore residenziale e terziario). La biomassa solida copre 78.3 MW (pari al 19.5% della potenza termica) e circa 20.6 GWh/anno (pari al 6%) dell'energia termica consumata dalle utenze nelle reti di teleriscaldamento. Tramite il bando PNRR emanato con DM (MASE) 263/2022 del 30 giugno 2022 si sono finanziati sei diversi progetti per la creazione di nuove reti di teleriscaldamento e per l'espansione di quelle esistenti. A fronte di questo bando si prevede di installare entro il 2030 ulteriori 6 MW di potenza termica (aumento del 7,6%) che insieme all'espansione delle reti di circa 25 km (aumento del 16.8% del totale) porterebbe ad un aumento dell'energia da biomassa utilizzata pari a 10.2 GWh/anno (che salirebbe al 8.9% del totale dell'energia annua del teleriscaldamento). Le modifiche apportate dal PNRR andranno a compimento entro il 2030 e, considerati i lunghi tempi di realizzazione delle opere civili, si considera improbabile che si riescano a portare a compimento ulteriori lavori di espansione. Le politiche regionali potrebbero essere orientate alla realizzazione di reti di teleriscaldamento con un orizzonte di progressiva crescita successivo al 2030. È importante che queste reti soddisfino determinati criteri di sostenibilità finanziaria (alta densità di domanda) e ambientale (emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta).

Tutte le reti attualmente esistenti e in realizzazione nella Regione Veneto sono classificabili come di 4° Generazione. Si prevede che reti di 5° Generazione a bassa temperatura di mandata, con gestione energetica e integrazione avanzata di FER e prosumer di energia termica non saranno applicabili prima del 2050. In conclusione, si suggerisce una strategia di sviluppo a favore dello sfruttamento razionale ed equilibrato delle risorse di biomassa solida, oltre che a supporto dello sviluppo di reti di TLR alimentate da impianti a biomassa di grande taglia.

Batterie

Lo stoccaggio di energia elettrica tramite accumulatori innovativi è una priorità del sistema di ricerca nazionale, come anche riportato nella bozza del PNIEC redatta a giugno 2023. Le numerose tipologie di accumulatori si differenziano per materiali e per caratteristiche costruttive, mentre le caratteristiche funzionali dei dispositivi dipendono dalle specifiche tecniche di applicazione.

Attualmente le batterie agli ioni di litio costituiscono il sistema di accumulo dominante nel mercato dei dispositivi elettronici portatili e di autotrasporto elettrico/ibrido. Con un rendimento energetico molto elevato, alta energia e potenza specifica, sono adatte a coprire quasi tutte le applicazioni, sia quelle tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico; sono le più utilizzate per la trazione elettrica. Con l'obiettivo di aumentare la diversificazione, la flessibilità, le prestazioni energetiche e la sostenibilità, l'orientamento della ricerca è sulle batterie di prossima generazione: da generazione 3b (litio-ione avanzate), a generazione 4 (batterie stato solido) e generazione 5 (batterie post-litio). Tuttavia, vista la crescente domanda di litio, con un incremento annuale dei consumi del 7-10%, è necessario sviluppare chimiche alternative per nuovi sistemi di stoccaggio dell'energia, puntando su materie prime abbondanti ed economiche. Anche la sicurezza costituisce un tema cruciale, in quanto l'uso di elettroliti liquidi a base di solventi infiammabili, volatili e tossici rappresenta un problema ancora da gestire.

Alla luce degli obiettivi del PNIEC, sono attivi studi di nuovi materiali avanzati sempre più sostenibili, con alte prestazioni, elevata sicurezza e costi ridotti per una nuova generazione di batterie green. In questo contesto e proprio destinato a fornire soluzioni tecnologiche a supporto del PNIEC, è nato il Progetto di ricerca ORANGEES (ORgANics for Green Electrochemical Energy Storage), che vede come partecipanti CNR, ENEA, RSE, Consorzio interuniversitario nazionale per la scienza e tecnologia dei materiali (INSTM), Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) e Standex International Corp, finalizzato allo studio di materiali, di sistemi alternativi e sostenibili (dal punto di vista ambientale ed economico) per la realizzazione di sistemi di stoccaggio a supporto della transizione energetica.

Per quanto riguarda il settore civile, l'uso di sistemi di accumulo elettrochimico, in accoppiamento ai generatori fotovoltaici, può incrementare fortemente l'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta, riducendo la potenza installata e l'acquisto di energia da rete, e riducendo anche le perdite di rete. In particolare, se opportunamente gestite, nel settore terziario le batterie possono anche svolgere contemporaneamente la funzione di gruppo di continuità.

L'intero settore delle batterie sarà fortemente supportato dalla digitalizzazione, in termini di ottimizzazione dei sistemi di batterie per supportare la rete energetica. I *digital twin* e l'analisi dati svolgono un ruolo cruciale per il progresso dei sistemi di gestione delle batterie (BMS); in particolare, la tracciabilità dei materiali, la produzione, le applicazioni di seconda vita e il riciclo svolgeranno un ruolo essenziale anche per le applicazioni mobili e fisse (si veda la sezione *Infrastrutture intelligenti*).

Elettrolizzatori

Seguendo la spinta data a livello europeo all'idrogeno e in particolare a quello rinnovabile, è previsto un incremento della produzione industriale di elettrolizzatori, con conseguente riduzione dei costi nel medio e lungo termine.

Esistono quattro tipologie principali di elettrolizzatori: elettrolizzatori alcalini (ALK), elettrolizzatori a membrana elettrolitica polimerica (PEM), elettrolizzatori con membrana a scambio anionico (AEM), elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC); le prime due sono tecnologie commerciali. In tal senso, il PNRR punta a realizzare entro giugno 2026 una filiera italiana con stabilimenti in grado di produrre elettrolizzatori e

componenti associati, per una potenza complessiva annua di almeno 1 GW, in grado di soddisfare la domanda di idrogeno verde.

In merito ai finanziamenti del PNRR, la Regione ha recentemente approvato una misura di finanziamento per interventi di installazione di elettrolizzatori in siti industriali dismessi per la produzione di idrogeno rinnovabile e relativi sistemi ausiliari necessari al processo produttivo nonché di impianti addizionali asserviti agli elettrolizzatori, comprensivi di eventuali sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica (da realizzare entro il 30 giugno 2026).

La Regione mira a supportare la transizione del settore trasporti tramite fornitura di idrogeno ad aziende regionali che utilizzeranno camion dotati di celle a combustibile ad idrogeno, mentre una serie di investimenti si muovono anche a favore di potenziali nuove stazioni di idrogeno sul territorio regionale.

Le caratteristiche di una città intelligente

Una città intelligente (*smart city*) è definita dalla Commissione Europea come un luogo in cui si aumenta l'efficienza di reti e servizi tradizionali, grazie a soluzioni digitali in supporto ai cittadini e alle imprese. Svolgendo un ruolo chiave nel contesto di transizione, una città *smart* si identifica con la presenza di:

- reti di trasporto urbano funzionali e strategiche,
- miglioramento dell'approvvigionamento idrico e dello smaltimento dei rifiuti,
- metodi efficienti per rispondere alle esigenze degli edifici,
- amministrazione cittadina più interattiva,
- maggior sicurezza degli spazi pubblici.

Il termine *smart* viene quindi associato alle diverse dimensioni coinvolte, dall'ambiente alla governance, dall'economia alla mobilità, dagli edifici alle persone; inoltre, con il contributo di processi avanzati di connettività e analisi dei dati, bisogna garantire privacy ma al tempo stesso trasparenza. La S3 Veneto fa del concetto di *smart* un punto cruciale, da declinare per i diversi ambiti e missioni. Nella seguente sezione è quindi sviluppato questo concetto in termini di edificio, infrastrutture e imprese, con un focus sugli strumenti forniti dall'IA e nell'ambito della *Cybersecurity*.

Edifici intelligenti

Un edificio che fa uso di tecnologie automatizzate e strumenti di controllo e monitoraggio, tra di loro connessi, con l'obiettivo di migliorare il comfort dell'occupante e la prestazione energetica dell'edificio, può definirsi *intelligente*. L'uso di sensori e tecnologie di analisi e controllo digitalizzate permettono di agire in maniera efficiente sui numerosi servizi da soddisfare in un edificio: climatizzazione, acqua calda sanitaria, ventilazione, illuminazione, involucro, produzione di energia in situ e ricarica dei veicoli elettrici. Nello specifico, un sistema di gestione energetica si costituisce di una parte hardware, ossia quella pronta a ricevere segnali sia dall'edificio che da soggetti terzi, ed una parte software che svolge attività di supervisione e controllo rispetto ai diversi sistemi operanti. Quest'ultima, identificata come BEMS (*Building Energy Management Systems*), si pone quindi ad un livello più alto di un semplice controller dei singoli impianti (ad esempio termostati, attuatori, relais), in quanto deve coordinare tra di loro i diversi funzionamenti [81].

Questa gestione intelligente dell'edificio coinvolge i temi di energia, comfort e flessibilità, in quanto in grado di:

- aumentare l'efficienza energetica e il comfort dell'edificio, tramite controllo di apparecchi, impianti, sistemi dell'edificio;
- migliorare il controllo e la manutenzione, prevedendo delle azioni o elaborando dei report di prestazione per i vari sistemi;
- ottimizzare le operazioni tramite raccolta dati, algoritmi di autoapprendimento o altri metodi avanzati (si veda la sezione *Supporto dell'Intelligenza Artificiale (IA)*).

In merito ai servizi coinvolti, che possono essere digitalizzati e controllati, per la climatizzazione si tratta di valutare, dall'impianto di generazione fino al sistema di emissione, diverse possibilità; ad esempio, a livello di emissione, si può passare dall'assenza di controllo alla possibilità di avere una gestione per singola stanza con rilevamento dell'occupazione. Per il servizio di acqua calda sanitaria, si possono attivare sistemi di controllo dell'impianto e dell'accumulo, mentre per la ventilazione meccanica sono possibili diversi sistemi impiantistici con relativi sensori che regolano portata e temperatura, e per l'illuminazione diventa possibile sfruttare dei sensori che rilevano la presenza di occupanti oppure regolano i livelli di illuminazione in base a quelli della luce naturale. A livello di involucro, azioni intelligenti possono riguardare l'automatizzazione delle schermature solari e il controllo delle finestre legato al funzionamento del sistema impiantistico. Inoltre, specifici sistemi di sensoristica possono essere dedicati alle diagnosi di funzionamento e manutenzione.

Implementando tecniche di *Machine Learning e Model Predictive Control* (MPC) è resa possibile l'ottimizzazione della prestazione energetica degli edifici, minimizzando il prelievo di energia dalla rete, massimizzando il comfort e incrementando la quota di autoproduzione, ove implementata [81].

In edifici non residenziali, passando dall'assenza di automazione fino ad una classe di efficienza elevata di BACSs (*Building Automation and Control Systems*) si può ottenere un risparmio del 60% ad esempio per quanto riguarda la domanda di riscaldamento. La Tabella 5 riassume le caratteristiche delle tecniche di controllo per un edificio, come dettagliato in [82].

<i>Tecniche di controllo</i>	<i>Principali caratteristiche</i>
Controllo convenzionale	Logiche semplici di controllo; esempio: termostato che permette accensione o spegnimento mantenendo il set-point di temperatura richiesto, tuttavia generando oscillazioni che comportano spreco di energia.
Controllo PID	L'uso di controllori Proporzionali-Integrativi-Derivativi permette un controllo più accurato del convenzionale, richiedendo tuttavia una conoscenza dettagliata del funzionamento che se inappropriato può comportare perdite di prestazioni o instabilità del sistema.
Model Predictive Control (MPC)	Sistema maggiormente diffuso per la gestione degli edifici, usa un modello in grado di prevedere l'evoluzione futura di variabili multiple, sfruttando la tecnica del <i>receding horizon</i> .
Machine Learning	Queste tecniche si basano su sistemi di controllo dei dati senza richiedere una prima fase di modellistica, seguendo algoritmi di machine learning. Sono caratterizzati da elevata flessibilità ma richiedono tempi di addestramento molto lunghi.

Tabella 6. Principali caratteristiche delle tecniche di controllo per un edificio, basate su [82].

Ci sono anche diverse ricerche orientate alle integrazioni di molteplici tecniche di controllo, prevedendo ad esempio un approccio modellistico MPC ibrido, con parametri dapprima stimati e poi appresi nel corso del funzionamento tramite un processo di calibrazione di tipo Machine Learning [82]. Implementando tecnologie avanzate di monitoraggio e controllo sui consumi energetici di edifici, tramite raccolta e analisi dati è possibile identificare e valutare anomalie di funzionamento; attraverso simulazioni energetiche è possibile fare analisi e attuare interventi di efficientamento, così da valutare in maniera intelligente i consumi dei vari vettori energetici delle utenze domestiche e identificare gli interventi necessari per singoli edifici o auspicabili di efficientamento e retrofit a livello nazionale [81], [83].

Infrastrutture intelligenti

Le tecniche di digitalizzazione in termini di automazione, raccolta e analisi dati possono svolgere un ruolo cruciale per incrementare efficienza e sicurezza ed ottimizzare l'uso e la gestione delle infrastrutture di diversa tipologia; numerose applicazioni possono riguardare l'illuminazione, la gestione del traffico e della rete urbana, o anche la progettazione delle infrastrutture elettriche.

In ottica di facilitare la mobilità, sistemi smart di rilevazione meteo e traffico basati su IoT, Big Data e IA, tecnologie come 5G e *Edge Computing*, *Blockchain*, *Building Information Modeling* (BIM), droni e *Distributed acoustic sensing* (Das), possono permettere di elaborare un nuovo modello di utilizzo di infrastrutture. L'obiettivo è incrementare la sicurezza stradale e rendere più efficienti i flussi di traffico, incrementando comunicazioni e interconnessioni tra veicoli.

Anche l'illuminazione pubblica gioca un ruolo importante nella definizione di una città smart; è infatti oggetto di interesse nell'ambito della specializzazione intelligente "Smart living & energy" delle politiche della S3 Veneto. La promozione di servizi in grado di concretizzare il concetto di *smart lighting* può portare a maggior benessere per i cittadini, maggior efficienza, una riduzione dei consumi e maggior sicurezza.

In merito alle infrastrutture energetiche, nella prospettiva di gestione di *sistemi multi-energy*, ponendo alla base il modello di gestione IEC CIM, si fa riferimento alla BIM e allo standard IFC per la pianificazione e la manutenzione, con la possibilità di sfruttare tecniche di *graph machine learning* per lo sviluppo di un algoritmo in grado di valutare le tensioni ai nodi di una rete elettrica, tradizionalmente stimati tramite calcoli di power flow [84], [85].

Inoltre, l'utilizzo di *Big Data Streaming*, integrando i dati storici con quelli provenienti in tempo reale dal campo, può essere uno strumento utile per la previsione di occupazione delle colonnine di ricarica delle auto elettriche; l'utente viene indirizzato verso la colonnina libera vicina alla sua posizione [85].

Un altro tema importante, vista la diffusione e importanza, è data dai sistemi di accumulo elettrochimici (sezione 1.6) e la loro necessità di gestione, per cui sono sempre più richiesti strumenti avanzati per diagnostica, riutilizzo e gestione carica e scarica [86]. Per quanto riguarda la diagnostica, può essere necessario integrare algoritmi model-based con modelli di Machine Learning [86].

La digitalizzazione nelle imprese

Il Piano Transizione 4.0 rappresenta una pietra miliare nella strategia nazionale volta a stimolare la digitalizzazione e l'innovazione tecnologica delle imprese italiane. In un contesto economico profondamente mutato a seguito della pandemia, questo piano si poneva l'obiettivo di accelerare la trasformazione digitale e sostenere la competitività del sistema produttivo del Paese. Particolare attenzione era riservata alle piccole e medie imprese (PMI), motore fondamentale dell'economia italiana, che hanno trovato nel Piano un'opportunità unica per modernizzarsi e affrontare le sfide del mercato globale. La digitalizzazione delle imprese permette di ottenere benefici importanti, aumentando l'efficienza energetica dei processi industriali e la flessibilità produttiva, a vantaggio della competitività sul mercato. In Italia il ruolo del decisore pubblico gioca un ruolo strategico, sia nell'orientare e controllare la transizione delle imprese verso il paradigma Transizione 4.0, sia nel valutare e gestire le conseguenze socioeconomiche di tale trasformazione per l'intero Paese. Il Piano ha offerto una serie di incentivi fiscali e misure di supporto progettate per facilitare l'adozione di tecnologie innovative nelle imprese; tra questi, i crediti d'imposta per investimenti in beni strumentali nuovi, ricerca e sviluppo, innovazione tecnologica, design e idee green. Si trattava di misure pensate per coprire diversi aspetti della trasformazione digitale, dall'acquisto di macchinari avanzati e software fino al sostegno di progetti di ricerca e sviluppo orientati all'innovazione [87].

Il Veneto è la seconda regione italiana in termini di distribuzione geografica degli investimenti incentivati dall'iper ammortamento (17% del totale) del Piano Transizione 4.0, quale agevolazione fiscale che permette di supervalutare al 250% il costo di acquisizione dei beni strumentali nuovi funzionali alla trasformazione sia tecnologica che digitale delle imprese in termini di Industria 4.0. Tra le categorie di interventi di Impresa 4.0 si segnalano [87]:

- *IoT*: connettendo ad Internet qualsiasi dispositivo, si tratta di tecnologie che garantiscono azioni specifiche di controllo e monitoraggio;
- *Cloud Manufacturing*: la tecnologia Cloud permette ai dispositivi connessi alla rete di utilizzare informazioni provenienti da un insieme di risorse manifatturiere;
- *Industrial Analytic*: Big Data, Smart Data e Cloud Computing, che costituiscono metodi avanzati di raccolta ed elaborazione dati nell'ambito manifatturiero e di Supply Chain Management;
- *Advanced Human Machine Interface* (HMI): dispositivi e interfaccia avanzati per acquisizione o trasmissione delle informazioni;
- *Advanced Automation*: processi automatizzati in termini di interazione con ambiente, auto-apprendimento o guida automatica;
- *Additive Manufacturing*: stampa 3D per riprodurre oggetti partendo da un modello digitale;

- *Augmented Reality*: Realtà Aumentata, data da sistemi di tecnologie digitali e soluzioni multimediali per incrementare la percezione sensoriale umana;
- *Advanced Manufacturing Solutions*: ambito della robotica collaborativa, che mira ad ottimizzare la progettazione e il processo produttivo tramite integrazione di tecniche e tecnologie avanzate;
- *Cybersecurity* (si veda la sezione *Cybersecurity per città intelligenti*);
- *Horizontal/Vertical Integration*: scambio di informazioni tra tutte le figure del processo produttivo;
- *Simulation*: simulazione tra macchine interconnesse per ottimizzare i processi.

Grandi aspettative adesso sono riposte nelle misure del Piano Transizione 5.0, il cui testo definitivo è contenuto nel decreto legge 2 marzo 2024, n. 19.

Sempre in tema di digitalizzazione, si segnala il progetto Veneto Smart Region, sviluppato a livello di singole città e regione, per promuovere l'uso di servizi digitali con l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei servizi. Si valuta l'utilizzo di una rete di sensori e relativo sistema di acquisizione e analisi dati a livello locale, con conseguente integrazione a livello regionale. La Regione ha poi destinato 13 milioni di risorse del POR-FESR 2014-2020 sono stati destinati per la realizzazione di data center e la digitalizzazione di servizi, coinvolgendo circa 270 comuni, 7 milioni per l'avvio di specifici Innovation Lab per l'innovazione della pubblica amministrazione e di cosiddette "palestre digitali" e 8 milioni di euro per i progetti MYDATA e MyCITY, che promuovono a livello urbano nuovi modelli di sviluppo territoriale e interazione tra cittadini e pubblica amministrazione. MY DATA e MyCITY avranno ulteriori sviluppi nell'ambito della programmazione PR FESR 2021-2027.

Inoltre, per favorire lo sviluppo di competenze specifiche per la transizione industriale, comprensiva della transizione verde, è prevista un'azione specifica nel PR FESR 2021-2027 destinata alle micro, piccole e medie imprese; in quest'ambito è già stato approvato un primo bando destinato ad imprese che aderiscono alle Reti Innovative Regionali.

Supporto dell'Intelligenza Artificiale (IA)

L'IA applicata al concetto di città intelligente può fornire un supporto cruciale nell'ottimizzazione della distribuzione dell'energia elettrica e del gas, rappresentando una frontiera avanzata nel settore dell'energia, grazie ai dati raccolti dai contatori intelligenti e altri sensori per migliorare l'efficienza e la resilienza delle reti. Con i modelli previsionali basati sull'IA, è possibile analizzare i consumi istantanei e prevedere la domanda futura con alta precisione, consentendo così una gestione più efficace delle risorse energetiche. Diversi sono gli ambiti e gli scenari applicativi dell'IA per favorire la digitalizzazione del sistema elettrico-energetico [85]. L'IA può contribuire ad ottimizzare la distribuzione dell'energia in vari modi:

- **Previsione della domanda**: utilizzando algoritmi di machine learning, l'IA può analizzare i pattern storici dei consumi e le variabili contestuali (come il meteo, gli eventi speciali, o le fasce orarie) per prevedere la domanda futura di energia elettrica o gas. Queste previsioni permettono agli operatori delle reti di adeguare in tempo reale la produzione e la distribuzione, riducendo gli sprechi e aumentando l'efficienza.
- **Gestione delle fluttuazioni**: l'IA aiuta a bilanciare le fluttuazioni dovute alla variabilità di fonti energetiche rinnovabili come il solare o l'eolico, prevedendo i periodi di picco di produzione rinnovabile e ottimizzando l'uso dell'energia accumulata o la redistribuzione della domanda.
- **Risposta alla domanda**: i programmi di risposta alla domanda, facilitati dall'IA, incentivano i consumatori a ridurre o spostare il loro consumo durante i picchi di domanda, contribuendo all'equilibrio della rete. Inviando segnali automatici ai dispositivi connessi (come termostati intelligenti o caricatori di veicoli elettrici), gli algoritmi permettono la regolazione del consumo in base alle esigenze della rete.

- Miglioramento della resilienza della rete: l'IA può identificare in tempo reale potenziali guasti o inefficienze nella rete, facilitando interventi rapidi per prevenire interruzioni o ridurre il tempo di ripristino del servizio.
- Integrazione dei contatori intelligenti: analizzando i dati sul consumo individuale di energia forniti dai contatori intelligenti, l'IA può ottimizzare la distribuzione di energia, ridurre i costi per i consumatori e promuovere comportamenti di consumo più sostenibili.

L'adozione dell'IA nel settore energetico offre notevoli vantaggi in termini di efficienza e sostenibilità, ma presenta anche sfide, come la necessità di proteggere i dati dei consumatori e garantire la sicurezza informatica delle infrastrutture critiche (si veda la sezione *Cybersecurity per città intelligenti*). Inoltre, l'implementazione di queste tecnologie richiede investimenti significativi in hardware, software e competenze specialistiche.

Nello specifico, l'IA in un contesto di edifici e infrastrutture intelligenti rende possibile “l'apprendimento” delle dinamiche tramite cui i cittadini interagiscono tra di loro e con le infrastrutture del territorio. Ad esempio, per quanto riguarda i trasporti urbani, telecamere stradali basate sull'IVA sono in grado di raccogliere dati in tempo reale sui veicoli circolanti in un determinato spazio e momento, suggerendo una modifica ai semafori in termini di tempistica o un'alternativa ai percorsi per mezzi pubblici e privati. Il risultato di queste modifiche può essere visto sia nella riduzione dei tempi di percorrenza per il cittadino, sia nel risparmio di combustibili quindi di riduzione delle emissioni.

L'IA può anche avere un contributo determinante nel risparmio energetico di processi industriali e gestione degli edifici, ottimizzando i sistemi di gestione e controllo che coinvolgono impianti termici, illuminazione, involucro.

Riguardo l'energia rinnovabile, i modelli di previsione basati sull'IA consentono l'uso di variabili climatiche, stagionali e geografiche per ottimizzare la produzione e quindi la fornitura di energia elettrica.

Inoltre, l'IA può svolgere anche un ruolo importante per la raccolta dati sull'inquinamento dell'aria, identificando le principali fonti di emissione tramite un monitoraggio intelligente.

Guardando invece al settore gas, l'IA può anche essere utilizzata per i sistemi di misurazione del gas, ottimizzandone gestione e distribuzione. Utilizzando una tecnologia di misurazione avanzata che permette di misurare con precisione il flusso di gas attraverso il contatore, Italgas con il progetto NIMBUS integra IA ed elaborazione avanzata di dati per l'analisi in tempo reale dei consumi, permettendo una risposta più agile alle variazioni di domanda e rilevando in anticipo perdite o anomalie che possono compromettere la sicurezza del sistema. In più, la connettività avanzata tra le infrastrutture e la possibilità di supportare l'uso di idrogeno ne fanno un sistema ancora più all'avanguardia e di interesse.

Negli specifici ambiti di “smart manufacturing”, “smart health” e “smart living & energy” della S3 Veneto, l'IA può svolgere un ruolo importante nell'evoluzione di processi aziendali e condivisione di informazioni e valorizzazione dei dati, fornendo anche un supporto importante ai servizi di assistenza e rendere effettivi sistemi di mobilità intelligente garantendo la possibilità di sicurezza assistita.

Cybersecurity per città intelligenti

Nel settore energetico, e in particolare in seguito allo sviluppo consistente degli strumenti di IoT, *Industrial Analytics* e *Cloud Manufacturing*, la sicurezza informatica è diventata di fondamentale importanza per garantire l'affidabilità e la continuità del servizio. Infatti, maggior interconnessione e digitalizzazione, sebbene in grado di migliorare l'efficienza e la gestione, vuol dire anche maggior esposizione a potenziali attacchi informatici. Le principali tipologie di attacchi più comuni in questo settore sono di seguito elencati [88]:

- Attacchi al *ransomware*: questi attacchi coinvolgono malware che criptano i file sul computer, rendendoli inaccessibili. Nei sistemi energetici, un attacco ransomware può bloccare l'accesso ai sistemi di controllo critici, interrompendo la fornitura di energia fino al pagamento del riscatto o al ripristino dei sistemi.
- Attacchi DDoS (*Distributed Denial of Service*): gli attacchi DDoS mirano a sovraccaricare i sistemi di rete tramite un traffico talmente elevato da renderli inutilizzabili. Se un sistema energetico viene colpito da un attacco DDoS, i sistemi di controllo e monitoraggio possono diventare irraggiungibili, ostacolando la capacità degli operatori di gestire la rete elettrica in modo efficace.
- Attacchi *Man-in-the-Middle* (MitM): durante un attacco MitM, l'autore dell'attacco si interpone tra due parti in una comunicazione, intercettando o modificando i dati scambiati. Nei sistemi energetici, ciò può comportare la manipolazione delle comunicazioni tra le centrali di controllo e le componenti di campo (come i dispositivi di protezione e controllo), potenzialmente causando azioni non autorizzate o errate.
- Attacchi ai Software di Controllo Industriale: i sistemi di controllo industriale (ICS), come SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), sono fondamentali per il funzionamento dei sistemi energetici. Gli attacchi mirati a questi sistemi possono variare dall'infiltrazione con malware specifico per SCADA fino all'exploit di vulnerabilità note, con l'obiettivo di alterare il funzionamento degli impianti, danneggiare infrastrutture o interrompere la fornitura di energia.
- Ingegneria Sociale: questo tipo di attacco si concentra sul fattore umano, ingannando il personale affinché divulghi informazioni riservate o conceda accesso ai sistemi di rete. Anche nei contesti altamente tecnologici dei sistemi elettro-energetici, un attacco di ingegneria sociale può rappresentare un serio rischio per la sicurezza.

Per combattere efficacemente questi attacchi e proteggere i sistemi energetici, è consigliabile adottare una combinazione di misure di sicurezza, tra cui:

- implementare soluzioni di sicurezza informatica avanzate basate sull'IA per rilevare e rispondere alle minacce in tempo reale;
- mantenere costantemente aggiornati i sistemi e le applicazioni per correggere vulnerabilità note;
- condurre regolarmente test di penetrazione e valutazioni della sicurezza per identificare potenziali falle nel sistema;
- formare il personale sull'importanza delle pratiche di sicurezza informatica e sull'individuazione degli attacchi;
- implementare politiche di accesso e controllo degli utenti per limitare i privilegi e ridurre il rischio di compromissione dei sistemi.

Adottando una strategia di difesa multilivello e integrando tecnologie avanzate di sicurezza informatica, è possibile mitigare i rischi legati agli attacchi informatici e proteggere in modo efficace le infrastrutture energetiche da minacce cyber sempre più sofisticate. Le tecniche più avanzate e attuali di IA impiegate nel campo della Cybersecurity includono [88]:

- *Machine Learning*: questa tecnica consente ai sistemi di apprendere dai dati e identificare pattern o anomalie che potrebbero indicare attività malevole.
- *Deep Learning*: una sottocategoria del Machine Learning che utilizza reti neurali artificiali profonde per analizzare grandi quantità di dati non strutturati. Le reti neurali profonde possono rilevare pattern complessi e apprendere da sé, rendendole efficaci nel rilevare minacce informatiche sofisticate.
- *Reinforcement Learning*: questa tecnica si basa sull'idea di apprendimento basato su premi e punizioni. Gli algoritmi di Reinforcement Learning imparano attraverso l'interazione con l'ambiente e la ricezione di feedback positivi o negativi. Possono essere utilizzati per addestrare sistemi di difesa informatica a prendere decisioni in tempo reale per contrastare attacchi informatici.

- Sistemi Intelligenti di Rilevamento delle Intrusioni (NIDS o HIDS): questi sistemi utilizzano algoritmi di IA per monitorare costantemente il traffico di rete o le attività sui singoli host al fine di rilevare comportamenti sospetti o attacchi informatici.
- Tecniche di Riconoscimento delle Anomalie: queste tecniche si concentrano sull'individuazione di comportamenti anomali nei dati di sicurezza, che potrebbero indicare la presenza di attività malevole.
- Framework Architetture Intelligenti: integrazione di diverse tecniche di IA per creare sistemi di difesa informatica avanzati e adattabili, in grado di rilevare e rispondere in tempo reale alle minacce cyber.

Queste tecniche di IA sono fondamentali per proteggere i sistemi elettrici da attacchi informatici sempre più sofisticati e per garantire la sicurezza e l'integrità delle infrastrutture energetiche.

Per rafforzare la sicurezza di sistemi sempre più digitali e interconnessi, la Regione del Veneto ha deciso di utilizzare 2 milioni dal PNRR per la realizzazione di un modello di coordinamento e di servizio proprio di un CERT (*Computer Emergency Response Team*), e inclusivo di un HyperSoc (*Security Operation Center*), per monitorare e gestire la sicurezza informatica regionale.

Il ruolo delle Comunità Energetiche Rinnovabili

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e gli Autoconsumatori di Energia Rinnovabile che Agiscono Collettivamente (AERAC) costituiscono un'opportunità concreta di elaborare soluzioni smart e sostenibili nel contesto di transizione, quale vero e proprio strumento per rafforzare il ruolo attivo dei cittadini e in generale degli utenti, in quanto abilitati a prosumers, ossia nel ruolo di produttori e consumatori di energia [82], [89].

Attualmente la normativa di riferimento consiste nell'articolo 42-bis del Decreto Milleproroghe 162/2019 (convertito con la Legge n.8/2020) e nei relativi provvedimenti attuativi. A livello giuridico, le CER rappresentano soggetti giuridici costituiti da persone fisiche, enti, imprese che, sulla base di una partecipazione aperta e volontaria, mirano a fornire benefici ambientali, economici e sociali nelle aree in cui operano. Infatti, oltre ai chiari benefici ambientali ed economici delle CER, è importante valorizzarne anche il carattere sociale, in termini sia di lotta alla povertà energetica e sia di consolidamento delle comunità locali.

L'energia elettrica "condivisa", che è pari al minimo su base oraria tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e l'energia elettrica prelevata dai consumatori della configurazione, determina un contributo economico a seguito dell'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione. Per far funzionare il meccanismo generale, il profilo di consumo dei partecipanti alla comunità energetica deve integrarsi in maniera tale da garantire la contestualità nell'arco orario tra produzione e consumo, favorendo quindi la combinazione di profili di consumo diversi [89]. Ad esempio, le attività commerciali aperte anche il sabato e la domenica o utenze domestiche possono valorizzare l'energia prodotta anche nei giorni di chiusura delle imprese. Guardando ai costi e alla maggior semplicità di installazione, gli impianti fotovoltaici corrispondono alla configurazione più adatta per le CER [89].

Il modello e la struttura organizzativa di ogni CER è un elemento molto importante per garantirne stabilità e funzionamento; dipende dai soggetti interessati, dalle attività da svolgere in quanto CER, dalle valutazioni economiche e finanziarie della specifica configurazione in questione, dalla collocazione territoriale e la tipologia di impianti.

A livello regionale, è stato approvato il bando di finanziamento a sostegno di creazione e sviluppo delle nuove Comunità di Energia Rinnovabile, in attuazione dell'Azione 2.2.1 "Comunità Energetiche (soggetti pubblici, aree abitative, aree portuali)" del PR Veneto FESR 2021-2027. La Regione si è dotata di una propria normativa riguardante le CER e gli AERAC, emanata con legge regionale 4 luglio 2022, n. 16, con l'obiettivo di

promuoverne la creazione stanziando specifici investimenti e prevedendo l'istituzione di un Tavolo Tecnico Permanente per la riduzione dei consumi energetici, per elaborare una serie di buone pratiche e incentivare la diffusione coordinata delle CER. È stata anche avviata una prima fase informativa e di promozione delle CER e dei gruppi ai AERAC su tutto il territorio.

BIBLIOGRAFIA

Stato dell'arte

- [1] ISTAT, «Banca dati ISTAT,» [Online]. Available: <http://dati.istat.it/#>.
- [2] EUROSTAT database, «GERD by sector of performance and NUTS 2 regions,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/RD_E_GERDREG_custom_3377800/default/table?lang=en
- [3] Regione Veneto, «Sistema statistico regionale - Interscambio commerciale con l'estero,» [Online]. Available: <https://statistica.regione.veneto.it/jsp/commercionuovo.jsp?D1=2022&D8=totven&D7=999-MONDO&D0=1&B1=Visualizza>.
- [4] Eurostat, «Energy balance guide - Methodology guide for the construction of energy balances & Operational guide for the energy balance builder tool,» 31 January 2019.
- [5] Regione Veneto, «Allegato A DGR n. 1175 del 27 settembre 2022,» 2022.
- [6] Regione Veneto, «Comunicato n° 2471 - Trivelle in Adriatico. La delegazione veneta al MIMIT per il tavolo di confronto. Venezia, 7 dicembre 2022,» [Online]. Available: www.regione.veneto.it/article-detail?articleId=13698183.
- [7] MISE, MATTM, MIT, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» Dicembre 2019. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf. [Consultato il giorno 12 Marzo 2022].
- [8] TERNA, «Pubblicazioni statistiche TERNA» <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- [9] GSE, «Rapporto statistico GSE - FER 2020,» <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>, 2020.
- [10] GSE, «Teleriscaldamento e teleraffrescamento - 2020,» <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>, 2020.
- [11] AIRU, «Annuario AIRU 2021,» <https://www.airu.it/>, 2021.
- [12] ENI SpA, «Eni Raffineria di Venezia - Dichiarazione Ambientale 2020-2022. Edizione 2022».
- [13] ENI SpA, «Eni Raffineria di Venezia - Dichiarazione Ambientale 2020-2022. Edizione 2020».
- [14] ENI SpA, «Sintesi non tecnica - Istanza di AIA,» <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/1829/13059>, 2022.
- [15] ENI SpA, «Eni: concluso l'approvvigionamento di olio di palma,» Comunicato Stampa, 25 ottobre 2022. [Online]. Available: www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/10/eni-concluso-approvvigionamento-olio-di-palma.html.
- [16] ENI SpA, «La bioraffineria di Venezia: la prima raffineria diventata bio,» ENI, [Online]. Available: www.eni.com/it-IT/attivita/italia-veneziana-bioraffineria.html. [Consultato il giorno Accesso: 1 dicembre 2022].
- [17] ENEA, «Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2021».
- [18] ISTAT, «Conti e aggregati economici territoriali: Valore aggiunto per branca di attività (edizione Dic-2021). Valori concatenati con anno di riferimento 2015 ai prezzi base,» [Online]. Available: <http://dati.istat.it/#>.
- [19] ACI, «Open Parco Veicoli,» [Online]. Available: <https://opv.aci.it/WEBDMCircolante/>.
- [20] Regione Veneto, «Piano Regionale dei Trasporti Veneto 2030 - ALLEGATO A DGR nr. 1376 del 23 settembre 2019».
- [21] Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili (20.07.22), «Parco Autobus al 30 giugno 2022 - Dati Motorizzazione Civile,» www.mit.gov.it/nfsmitgov/files/media/notizia/2022-07/PARCO%20AUTOBUS.pdf.
- [22] Archivio Climatologico per l'Italia Centro Settentrionale, «Meteoclima 2014, Un anno tutto alla rovescia,» ECOSCIENZA Numero 1, Anno 2015.
- [23] Istat, «Censimento della popolazione e delle abitazioni 2011,» 2011. [Online]. Available: <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>. [Consultato il giorno 12 Novembre 2022].

- [24] Consiglio regionale del Veneto, «Programma di sviluppo rurale per il Veneto 2014 - 2020,» 2014. [Online]. Available: <https://www.regione.veneto.it/web/agricoltura-e-foreste/sviluppo-rurale-2020>. [Consultato il giorno 16 Novembre 2022].
- [25] L. Croci, S. Viani, G. Besagni, L. Rota e F. Ravasio, «Studio sui fabbisogni di climatizzazione invernale ed estiva di edifici del settore civile,» RSE, Rapporto RDS n°18007687, Milano, 2018.
- [26] Istat, «Consumi energetici delle famiglie,» 2013. [Online]. Available: http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCV_CENERG#. [Consultato il giorno 18 Novembre 2022].
- [27] ENEL Green Power, «O&M Hydro Italy, Northern Eastern Area. Vittorio Veneto - 17 Maggio 2018», in <https://www.itcold.it/wp-content/uploads/2018/06/ROCCHI-Area-nord-est.pdf>.
- [28] Edison Stoccaggio, «Attività e impianti: Campo Collalto,» [Online]. Available: www.edisonstoccaggio.it/it/attivita-e-impianti/i-nostri-impianti/campo-collalto/. [Consultato il giorno dicembre 2022].
- [29] Regione Veneto, «Nuovo Piano Energetico Regionale - documento preliminare. ALLEGATO A DGR n. 1175 del 27 settembre 2022,» 2022.
- [30] TERNA, «Annuario 2021 - Rete Elettrica,» 2022.
- [31] ARERA, «Dati e statistiche - Lunghezza delle reti di distribuzione,» [Online]. Available: www.arera.it/it/dati/eem60.htm.
- [32] Ministero della Transizione Ecologica, «Decreto ministeriale n. 543 del 22 dicembre 2021,» www.mite.gov.it/content/decreto-ministeriale-543-del-22-dicembre-2021.
- [33] Terminale GNL Adriatico S.r.l., «Scheda Base – maggio 2022,» [Online]. Available: https://www.adriaticlng.it/wps/wcm/connect/75d4c58b-57aa-48b5-9cd6-8336c62e0344/Scheda+light+Adriatic+LNG_Maggio+2022.pdf?MOD=AJPERES&CVID=o3sYaP0.
- [34] Commissione Europea, «Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009 , sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE,» 2009.
- [35] Gazzetta Ufficiale, «Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n°28,» <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2011/03/28/71/so/81/sg/pdf>, 2011.
- [36] Gazzetta Ufficiale, «Decreto 15 marzo 2012,» <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/04/02/12A03600/sg>, 2012.
- [37] Gazzetta Ufficiale, «Decreto 11 maggio 2015,» <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2015/05/29/15A03993/sg>, 2015.
- [38] GSE, «Fonti rinnovabili in Italia e nelle regioni - 2012-2020,» <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>, 2022.
- [39] Parlamento Europeo; Consiglio Europeo, «DIRETTIVA 2018/2001 dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili,» <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/LSU/?uri=CELEX%3A32018L2001>, 2018.
- [40] Gazzetta Ufficiale, DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199 - Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili., GU n.285 del 30-11-2021 - Suppl. Ordinario n. 42, 2021.
- [41] ISPRA, «La disaggregazione a livello provinciale dell'inventario nazionale delle emissioni. Rapporto 369/2022,» 2022.
- [42] ISPRA, «Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2020. National Inventory Report 2022».
- [43] European Commission, «European Union Transaction Log,» [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/clima/ets/>. [Consultato il giorno Dicembre 2022].
- [44] ARPA Veneto - Regione Veneto, «INEMAR VENETO 2019 - Inventario Regionale delle Emissioni in Atmosfera in Regione Veneto, edizione 2019.,» Dicembre 2022.

Scenario di riferimento e di policy

- [45] Commissione Europea, «COM/2021/550 final - 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality,» 2021.
- [46] Commissione Europea, «Clean energy for all Europeans,» Novembre 2016. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.
- [47] MISE, MATTM, MIT, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» Dicembre 2019. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf. [Consultato il giorno 12 Marzo 2022].
- [48] MASE, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*, 2023.
- [49] Parlamento Europeo, Consiglio Europeo, Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955 (recast), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791>, 2023.
- [50] F. Lanati e M. Gaeta, «Studi a supporto della Governance del sistema elettrico ed energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n° 20000116, 2019.
- [51] Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, «Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra,» Gennaio 2020. [Online]. Available: https://www.minambiente.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf.
- [52] M. Gaeta, C. Nsangwe Businge, A. Gelmini e F. Lanati, «Scenari di neutralità climatica a supporto della long term strategy,» RSE, Rapporto RDS n° 20010221, 2020.
- [53] RSE, *Sistema socio-economico ed energetico della Regione Veneto: analisi dello stato dell'arte*, 2022.
- [54] Presidenza del Consiglio, «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR),» <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>, 2021.
- [55] E3M - European Commission, «Reference Scenario 2020,» 2021.
- [56] Istat, «dati.Istat,» [Online]. Available: <http://dati.istat.it>.
- [57] IEA, «Energy Prices and Taxes for OECD Countries 2020,» OECD Publishing, Paris, 2020.
- [58] Regione Veneto, *Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera*, <https://bur.regione.veneto.it/BurvServices/pubblica/DettaglioDcr.aspx?id=322037>, 2016.
- [59] Parlamento Europeo e Consiglio Europeo, «Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica,» <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32018L2002>, 2018.
- [60] Regione Veneto, «Piano Regionale dei Trasporti 2020-2030,» [Online]. Available: <https://www.prtveneto2030.it/il-nuovo-piano-2/>.

Tecnologie e innovazione in supporto alla transizione energetica del Veneto

- [61] European Commission, «Il Green Deal europeo - Per diventare il primo continente a impatto climatico zero,» [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it.
- [62] Nazioni Unite, «Agenda 2030: Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile,» [Online]. Available: <https://unric.org/it/agenda-2030/>.
- [63] European Commission, «Smart Specialisation Platform: Strategies for research and innovation-driven growth,» [Online]. Available: <https://s3platform.jrc.ec.europa.eu/>.
- [64] European Commission, «The New European Innovation Agenda,» [Online]. Available: https://research-and-innovation.ec.europa.eu/strategy/support-policy-making/shaping-eu-research-and-innovation-policy/new-european-innovation-agenda_en.
- [65] APRE Agenzia per la Promozione della Ricerca Europea, «Horizon Europe: The EU Research & Innovation Programme 2021-2027,» [Online]. Available: <https://horizoneurope.apre.it/>.
- [66] European Union, «NextGenerationEU - Make it real,» [Online]. Available: https://next-generation-eu.europa.eu/index_en.
- [67] Governo Italiano - Presidenza del Consiglio dei Ministri, «ItaliaDomani - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza,» [Online]. Available: <https://www.italiadomani.gov.it/content/sogei-ng/it/it/home.html>.
- [68] European Commissions, «Decision (EU) 2022/2481 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2022 establishing the Digital Decade Policy Programme,» Dicembre 2022. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022D2481&from=EN>.
- [69] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» Giugno 2023. [Online]. Available: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf.
- [70] A. Danelli e E. Brivio, «Analisi LCA di un impianto fotovoltaico piano con moduli PERC e confronto con altre tecnologie innovative, Deliverable RSE n.21007437,» Dicembre 2021.
- [71] L. Croci, M. Borgarello e W. Grattieri, «La pompa di calore: una soluzione efficiente e sostenibile, RSE view,» 2018.
- [72] A. Del Corno e A. Rossetti, «Soluzioni innovative per la transizione energetica ed efficientamento del teleriscaldamento, Deliverable RSE n.22014105,» Dicembre 2022.
- [73] S2Biom Project, «A spatial data base on sustainable biomass cost-supply of lignocellulosic biomass in Europe - methods & data sources,» 2017.
- [74] UNI, EN 303-5, Normativa su caldaie per combustibili solidi, con alimentazione manuale o automatica, con una potenza termica nominale fino a 500 kW, 2023.
- [75] AIEL, «Report Statistico,» 2023.
- [76] ENEA, «Indagine sui fattori di emissione della combustione delle biomasse negli impianti per nZEB,» 2016.
- [77] W. Lewandowski, M. Ryms e W. Kasowski, «Thermal Biomass Conversion: A Review,» Processes, vol. 8, n. 516, 2020.
- [78] GSE, «Rapporto sul Teleriscaldamento e Teleraffrescamento,» 2020.
- [79] AIRU, «Annuario 2023 - Riscaldamento Urbano,» 2023.
- [80] M. Gaeta, F. Lanati e C. Nsangwe Businge, «Analisi di scenario sulla diffusione delle reti di teleriscaldamento di IV generazione - Impatto sul sistema elettrico, Deliverable RSE n.21008515,» Dicembre 2021.
- [81] L. Croci, P. Abruzzi, E. Brugnetti, S. Maggiore, S. Viani, J. Vivian e A. Zarrella, «Sviluppo, sperimentazione e analisi dei risultati dell'impiego di sistemi di gestione energetica residenziale al variare dei profili di consumo in differenti contesti, Deliverable RSE n.21010133,» Dicembre 2021.
-
- [82] L. Croci, V. Angelucci, G. Besagni, P. Gramatica, A. La Bella, D. Moneta, S. Sperati, R. Urban, S. Viani, J. Vivian e A. Zarrella, «Sviluppo dei tool di previsione della domanda e dei sistemi di gestione dei carichi residenziali, Deliverable RSE n.20010319,» Dicembre 2020.
- [83] L. Croci, S. Viani, E. Prataviera e A. Zarrella, «Applicativo per la valutazione dei consumi energetici degli edifici residenziali italiani, Rapporto Aggiuntivo RSE n. 21012539,» Dicembre 2021.

- [84] E. Bionda, F. Soldan, G. Paludetto, M. Aiello e A. Amaranto, «Modellazione delle reti energetiche per la pianificazione e la gestione delle infrastrutture, Deliverable RSE n.22013991,» Dicembre 2022.
- [85] E. Bionda, G. Paludetto, F. Soldan, A. Maldarella e S. Grillo, «Tecniche di intelligenza artificiale per serie temporale di dati di esercizio e diagnostici del sistema elettrico, Deliverable RdS n.20010469,» Dicembre 2020.
- [86] L. Pellegrino e R. Lazzari, «Analisi di componenti e controlli innovativi per ottimizzare la gestione dei sistemi di accumulo, Deliverable RSE n.19012919,» Dicembre 2019.
- [87] M. Borgarello e F. Bazzocchi, «L'industria efficiente: Le opportunità delle imprese nella transizione energetica, RSE view,» 2020.
- [88] R. Terruggia, E. Albanese e A. Maldarella, «Progettazione dei moduli di una piattaforma di analisi di eventi e misure per il rilevamento di attacchi cyber tramite tecniche di AI, Deliverable RSE n.23006658,» Dicembre 2023.
- [89] Assolombarda e RSE, «Comunità Energetiche Rinnovabili: Quali opportunità per le imprese, Dispensa n.20/2023,» Dicembre 2023.