



Proposta preliminare di Piano

PIANO ENERGETICO REGIONALE

Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia

Direzione centrale difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibile

Direttore centrale: Massimo Canali

Gruppo di lavoro:

Ing. Elena Caprotti – Direttore del Servizio transizione energetica

Arch. Stefania Masuino

Ph.D. Amedeo Pezzi

Dott.ssa Valentina Tull

Gruppo di lavoro ENEA

Francesca Hugony, Alberto Mastrilli (coordinamento)

Simona De Iuliis

Alessandro Federici

Alessandro Fiorini

Christian Girardello

Carlos Herce

Giulia Iorio

Nicola Labia

Maria Lelli

Chiara Martini

Maurizio Matera

Rodolfo Mero

Nicola Pierro

Patrizia Pistochini

Anna Carmela Violante

Fabio Zanghirella

Dicembre 2023

Indice

Capitolo 1. Introduzione	8
1.1 Scopo e obiettivi del piano energetico regionale.....	8
1.2 Il precedente piano energetico e suoi obiettivi	9
1.3 Il Piano energetico Regionale: un'opportunità di condivisione degli obiettivi con il territorio.....	10
Capitolo 2. Contesto Normativo attuale	11
2.1 Le recenti evoluzioni del contesto normativo internazionale ed europeo	11
2.1.1 Il contesto internazionale	11
2.1.2 Le politiche energetiche europee	12
2.1.3 La governance dell'energia e del clima.....	15
2.2 Quadro legislativo nazionale in materia energetica e climatica.....	15
2.2.1 Il PNIEC.....	15
2.2.2 La Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra	19
2.2.3 La Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSS).....	19
2.3 Quadro regionale in materia energetica e climatica	19
2.3.1 DM Burden Sharing e il monitoraggio degli obiettivi regionali sulle FER	20
2.3.2 La Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSS).....	20
2.3.3 La normativa Regionale in materia di Energia e Sostenibilità.....	21
Capitolo 3. Consumi e produzione energetica in ambito regionale	22
3.1 Domanda di energia regionale	23
3.1.1 Consumo Interno Lordo	23
3.1.2 Consumi energetici finali	25
3.1.3 Quadro di sintesi: domanda e offerta di energia nel Friuli Venezia Giulia.....	32
3.2 Intensità energetica.....	35
3.3 Il Consumo energetico pro-capite.....	37
Capitolo 4. Gli scenari di Piano	39
4.1 Analisi scenari regionali	40
4.2 Fonti energetiche rinnovabili	42
4.2.1 Settore bioenergie	42
4.2.1.1 Residui Agro/Industriali.....	45
4.2.1.2 Rifiuti derivanti da Raccolta Differenziata	46
4.2.1.3 Residui Legnosi.....	46
4.2.1.4 Legno da demolizione e da costruzione.....	47

4.2.1.5	Reflui zootecnici.....	47
4.2.1.6	Biomassa Forestale.....	48
4.2.1.7	Residui da gestione verde urbano	50
4.2.2	Settore Fotovoltaico	51
4.2.3	Settore geotermia	58
4.3	Consumi settori civile.....	62
4.4	Consumi settore industriale	67
4.5	Consumi settore trasporti	73
4.5.1	Mobilità passeggeri	75
4.5.2	Mobilità privata.....	76
4.5.2.1	Autovetture.....	76
4.5.2.2	Moto e motorini	78
4.5.3	Trasporto Pubblico Locale su gomma	79
4.5.4	Trasporto ferroviario regionale	80
4.5.5	Trasporto aereo passeggeri.....	81
4.5.1	Trasporto merci.....	81
4.5.2	Trasporto merci su gomma.....	82
4.5.2.1	Veicoli commerciali leggeri (VCL)	82
4.5.2.2	Veicoli commerciali pesanti (HDV).....	84
4.5.3	Trasporto ferroviario delle merci	85
4.5.4	Trasporto marittimo interno	85
4.5.5	Sintesi di scenario.....	87
4.6	Principali potenzialità dell'idrogeno in Friuli Venezia Giulia	88
Capitolo 5. Definizione degli obiettivi di Piano		89
5.1	I macro-obiettivi	90
5.2	Gli obiettivi generali	90
5.2.1	Gli obiettivi di Piano.....	91
Capitolo 6. Dai macro-obiettivi alle Linee di intervento		94

Capitolo 1. Introduzione

1.1 Scopo e obiettivi del piano energetico regionale

L'obbligo di redazione del Piano Energetico da parte di Regioni e Province Autonome è stato introdotto, a livello normativo, dall'art. 5 della Legge 9 gennaio 1991, n. 10 e viene poi richiamato dalle varie leggi regionali che in genere forniscono indicazioni sull'iter di approvazione (Consiglio o Giunta regionale) indicando anche la periodicità di aggiornamento.

Un forte impulso a predisporre adeguate politiche energetiche proviene anche dalle politiche di decentramento che, con il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 sono state trasferite alle Regioni e agli Enti Locali funzioni e competenze in materia ambientale ed energetica.

Il Piano Energetico Regionale (PER) è lo strumento di cui le Regioni si dotano per analizzare il quadro energetico del proprio territorio, e quindi fornire agli Enti locali, alle imprese, a tutti i cittadini, nonché alle proprie direzioni centrali, le corrette linee guida per permettere che lo sviluppo economico e sociale sia sostenibile e al passo con gli obiettivi di decarbonizzazione europei, urgenti per frenare i cambiamenti climatici in atto.

Gli obiettivi del Piano devono quindi essere definiti valutando con attenzione il loro allineamento con i target europei e nazionali vigenti selezionando degli indicatori qualitativi e quantitativi che consentano il monitoraggio periodico dello stato di avanzamento del Piano. Le linee di indirizzo e gli obiettivi indicati dalla Regione costituiranno i capisaldi essenziali per la programmazione energetica effettuata dagli Enti locali che, a cascata, recepiranno le indicazioni e imposteranno la propria strategia in linea con il quadro regionale.

Il nuovo Piano Energetico Regionale si inquadra in un periodo di forte crisi globale, europea e nazionale. Una crisi ambientale profonda, con i cambiamenti climatici ormai tangibili e la crisi dell'energia, che ha visto il suo culmine con la guerra in Ucraina del 2022.

Gli ambiti principali su cui si muovono i governi sono principalmente due: il Green Deal europeo, e l'agenda ONU per la sostenibilità del pianeta.

L'iniziativa europea, che trova il suo culmine con il pacchetto Fit for 55, chiede esplicitamente all'Europa di diventare il primo continente a impatto climatico zero, entro il 2050, di ridurre di almeno il 55% le emissioni di gas serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e di piantare 3 miliardi di nuovi alberi entro il 2030.

L'agenda ONU per lo sviluppo sostenibile, lanciata nel 2015, chiede agli stati di indirizzare tutte le loro politiche verso 17 obiettivi comuni a tutto il pianeta. Gli obiettivi fissati per lo sviluppo sostenibile hanno una validità globale, riguardano e coinvolgono tutti i Paesi e le componenti della società, dalle imprese private al settore pubblico, dalla società civile agli operatori dell'informazione e cultura. Le città e le regioni hanno competenze chiave per contribuire al raggiungimento degli Sustainable Development Goals (SDG). Oltre all'SDG 11 (Città e comunità sostenibili", si stima che il 65% dei 169 obiettivi alla base dei 17 SDG non sarà raggiunto senza azioni significative da parte dei governi locali e regionali.

La strategia ONU per lo sviluppo sostenibile deve essere quindi considerata come una guida per tutta la pianificazione regionale. L'attività della pubblica amministrazione deve essere finalizzata a consentire la migliore attuazione possibile del principio dello sviluppo sostenibile: gli interessi alla tutela dell'ambiente e del patrimonio culturale devono essere oggetto di prioritaria considerazione. È necessario individuare un equilibrato rapporto, tra risorse da risparmiare e quelle da generare, affinché nell'ambito delle

dinamiche della produzione e del consumo si inserisca il principio di solidarietà per salvaguardare e per migliorare la qualità dell'ambiente anche futuro.

Il PER di Regione Friuli Venezia Giulia ingloberà gli obiettivi del Green Deal, valuterà gli strumenti che l'Europa suggerisce per il loro raggiungimento, senza perdere di vista gli obiettivi della strategia di sviluppo sostenibile. Tutto questo valorizzando le proprie risorse naturali e sfruttando al meglio le proprie caratteristiche territoriali.

Con la Legge FVGreen del 17 febbraio 2023, la Regione si impegna a conseguire l'obiettivo di lungo termine di emissioni di gas a effetto serra nette uguali a zero entro il 2045 e a ridurre le emissioni di gas a effetto serra, pari almeno all'obiettivo nazionale assegnato dall'Unione europea, entro il 2030. Il PER diventa dunque lo strumento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi imposti dalla Legge. I pilastri su cui si fonda la strategia energetica regionale sono due: sicurezza energetica e indipendenza energetica.

Con la sicurezza energetica la Regione vuole garantire un servizio di approvvigionamento continuo e accessibile ad ogni classe di popolazione. Con l'indipendenza il FVG intende potenziare e sviluppare i propri impianti di energia rinnovabile, puntando in particolare sul fotovoltaico e sulla biomassa per il riscaldamento degli edifici residenziali, specialmente nelle aree montane. Per questo secondo pilastro risulta essenziale la riduzione dei consumi ottimizzando i processi industriali e riqualificando il parco immobiliare.

Nel 2030 l'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura del 40,5% 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 100 Mtep, di cui 43 Mtep da FER.

Con il PER la Regione Friuli Venezia Giulia si pone l'obiettivo di arrivare al 2030 con circa il 45% (33% nel 2021) di FER elettriche e il 36,3% (31,6% nel 2021) di FER termiche, passando dal 32% nel 2021 al 39% nel 2030 di copertura FER sul consumo finale lordo di energia a livello regionale. Il consumo finale lordo regionale al 2030, per essere in linea con gli obiettivi europei del Repower EU applicato agli obiettivi nazionali, dovrà invece raggiungere i 2,47 Mtep, constatando un consumo di circa 3,30 Mtep nel 2021. Il Piano illustrerà dunque il tracciato che Regione ha disegnato per raggiungere gli ambiziosi obiettivi al 2030 e al 2045.

Il PER del 2015 era stato impostato con l'obiettivo temporale del 2020, mostrando i trend di consumi ed emissioni al 2030. Il nuovo Piano definirà la strada per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, indicando la traiettoria che porterà la Regione ad essere climaticamente neutra al 2045.

La sinergia con gli altri piani di settore regionali è fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi che sono trasversali alle diverse competenze territoriali. L'eredità del PER passato è il punto di partenza per il nuovo.

1.2 Il precedente piano energetico e suoi obiettivi

Il PER 2015 puntava verso la trasformazione degli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili, il potenziamento della rete di distribuzione (smart grid, teleriscaldamento, sistemi di accumulo); l'aumento dell'efficienza energetica nei diversi settori di attività (civile, industriale, turismo, trasporti e agricoltura); l'incentivazione della conoscenza nel campo dell'energia sostenibile, utilizzando la ricerca scientifica come fonte di nuove applicazioni concrete; lo sviluppo della mobilità

sostenibile, elettrica e lo sviluppo della rete di metanizzazione per autotrazione; la riduzione delle emissioni di gas serra in tutti i settori di attività (civile, industriale, turismo, trasporti e agricoltura); l'incentivazione economica con la costituzione di fondi di garanzia per l'efficienza energetica; la creazione di una Green Belt transfrontaliera per la salvaguardia della biodiversità e carbon sink, meccanismi di compensazione per infrastrutture energetiche.

Dal documento di "RICOGNIZIONE DELLO STATO DI ATTUAZIONE DEL PIANO ENERGETICO REGIONALE VIGENTE 2015, pubblicato il 15/06/2020 dalla Direzione Centrale Difesa dell'Ambiente, Energia e Sviluppo Sostenibile - SERVIZIO ENERGIA" emerge come i maggiori sforzi regionali di questi ultimi anni siano stati rivolti al risparmio energetico e all'efficienza energetici sia negli edifici pubblici che negli edifici privati. Altri temi emersi sono l'uso efficiente delle risorse energetiche disponibili a livello locale (come le biomasse agricole e forestali), l'aggiornamento della formazione per gli installatori di impianti a FER e per gli operatori del settore energetico e la partenza della infrastrutturizzazione per la ricarica elettrica nonché la spinta alla sostituzione con auto elettriche delle flotte degli enti pubblici. Il Sistema Informativo regionale per l'Energia è in fase di progettazione ed è uno degli strumenti di raccolta dati che permetterà anche il monitoraggio delle politiche energetiche messe in atto dalla Regione.

Per quanto attiene alla Programmazione POR-FESR 2014-2020, le risorse dedicate all'efficienza energetica, incentrate sull'Asse 3 "Sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori (Rinnovo di infrastrutture pubbliche sul piano dell'efficienza energetica, progetti dimostrativi e misure di sostegno)" e sull'Asse 4 "Sviluppo Urbano (Sistemi di trasporto intelligenti, compresi l'introduzione della gestione della domanda, i sistemi di pedaggio, il monitoraggio informatico e i sistemi di informazione e di controllo)" ammontano a 57.276.180 € su una dotazione complessiva di programma di 230.779.184 €, con una percentuale del 24,82% di risorse destinate. La Regione è seconda dopo la Toscana a investire in tale settore.

1.3 Il Piano energetico Regionale: un'opportunità di condivisione degli obiettivi con il territorio

Il percorso che ha portato a delineare una prima bozza di mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibili con gli obiettivi del PER aggiornato, ha coinvolto vari interlocutori, anche grazie alla consultazione pubblica effettuata nel settembre del 2023.

Al fine di garantire l'implementazione del PER, la Regione Friuli Venezia Giulia, con il supporto di ENEA, ha intrapreso un percorso di condivisione e confronto dei principali contenuti della Programmazione con tutto il tessuto territoriale, con la cittadinanza, le associazioni e i soggetti privati portatori di interesse. Il tema energetico, infatti, per il suo strettissimo legame con le problematiche ambientali, è fra quelli che con sempre più frequenza sono fonte di conflitti, sia sul piano economico che su quello sociale. Per minimizzare questi rischi ed assicurare la più ampia condivisione delle azioni di Piano, ENEA ha predisposto, per conto della Regione, delle Linee di Indirizzo per la Comunicazione del PER. Per il coinvolgimento attivo dei cittadini, la Regione è stata indirizzata su due azioni: la prima, che corrisponde ad una "fase partecipativa", durante la quale ha attivato un processo di consultazione pubblica con Associazioni, Parti sociali e Specifici stakeholder locali o nazionali, al fine di raccogliere osservazioni e concertare l'accoglimento delle stesse in un processo bottom-up, e la seconda, corrispondente alla "fase divulgativa", in cui seguire e condividere con i cittadini l'avanzamento delle attività di attuazione e monitoraggio del Piano Energetico Regionale, una volta pubblicato.

Come prima fase, a fine settembre, a 9 mesi dall'inizio dell'elaborazione del Piano, la Regione FVG ha organizzato 4 incontri in presenza: il primo di carattere generale aperto alla cittadinanza e alle associazioni, seguito da 3 Focus tematici specifici per trasporti, industria e civile e fonti di energia rinnovabile. Durante gli incontri, la Regione ed ENEA hanno condiviso con il pubblico i bilanci energetici regionali, gli scenari di Piano elaborati e i dati che costruiscono lo stato energetico attuale della regione. I contributi e i commenti che ne sono derivati sono stati utili per migliorare la programmazione e renderla più coerente con il tessuto produttivo locale.

La partecipazione alla stesura del Piano deve coinvolgere tutta l'amministrazione regionale con una particolare attenzione a quei dipartimenti che si occupano di pianificazione territoriale, energetica e delle autorizzazioni. Per questo motivo, il Servizio transizione energetica della Regione, incaricato alla stesura del Piano, ha condiviso attraverso numerosi incontri con i Servizi delle altre Direzioni Centrali tutti gli step di costruzione del Piano. Il confronto tra le diverse Direzioni dell'amministrazione punta alla condivisione dei dati necessari a delineare lo stato di fatto dell'energia in regione, ad una valutazione condivisa del potenziale di miglioramento, degli obiettivi e delle azioni di Piano da implementare.

Capitolo 2. Contesto Normativo attuale

Il Piano Energetico Regionale è il documento di programmazione che individua le strategie e le priorità della Regione come contributo al conseguimento dei target definiti a livello sovraordinato, comunitario e nazionale, nell'ambito delle politiche di transizione energetica, richieste a livello di Unione Europea (UE). Il PER della Regione Friuli Venezia Giulia è quindi interamente calato nel panorama internazionale ed europeo. Per meglio comprendere le finalità e le strategie regionali proposte, è necessario disegnare il quadro di riferimento in cui si inserisce, evidenziandone la sua evoluzione.

2.1 Le recenti evoluzioni del contesto normativo internazionale ed europeo

2.1.1 Il contesto internazionale

L'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile rappresenta un ambizioso programma d'azione che è stato adottato nel settembre 2015 da tutti i 193 Paesi membri delle Nazioni Unite. Questa iniziativa globale si concentra su tre pilastri fondamentali: le persone, il pianeta e la prosperità. Essa si articola in 17 obiettivi principali noti come Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (Sustainable Development Goals o SDGs), ciascuno dei quali è sostenuto da un insieme di 169 obiettivi specifici o "target". Il programma ufficiale di attuazione degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile è stato avviato all'inizio del 2016, e il suo scopo ultimo è guidare il mondo nel percorso da intraprendere nei successivi 15 anni, con l'obiettivo finale di raggiungere tali traguardi entro il 2030.

Questi Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile rappresentano una progressione naturale dagli Obiettivi di Sviluppo del Millennio (Millennium Development Goals) che li hanno preceduti. Essi affrontano una vasta gamma di questioni cruciali per lo sviluppo globale, tra cui la lotta alla povertà, la fame, e la mitigazione del cambiamento climatico. L'aspetto distintivo di questi obiettivi è la loro portata universale, il che significa che si applicano a tutti i Paesi e a tutte le persone. Nessuno deve essere escluso da questo sforzo collettivo, e nessuno deve essere lasciato indietro mentre lavoriamo insieme per spingere il mondo verso un futuro più sostenibile.

Il verificarsi sempre più frequente di fenomeni naturali estremi e le raccomandazioni della comunità scientifica internazionale alla mitigazione dei medesimi hanno accresciuto la consapevolezza dell'opinione pubblica e impresso un'accelerazione alle politiche orientate alla lotta contro i cambiamenti climatici.

Come sottolinea il rapporto "Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021" pubblicato dall'International energy agency (IEA), l'anno 2021 ha registrato il record storico più corposo di emissioni globali di CO₂.

Si profilano, dunque, molteplici linee di azioni rispetto alle quali incrementare gli sforzi nei prossimi anni: l'elettrificazione del sistema energetico alimentato dalle fonti rinnovabili e la contestuale drastica riduzione delle emissioni in atmosfera. In questa direzione si collocano gli accordi internazionali sul clima: la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici del 1992 cui segue il Protocollo di Kyoto del 1997 e l'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, in occasione del quale più di 180 paesi hanno siglato un piano di azione comune per limitare il riscaldamento globale "ben al di sotto" dei 2 gradi. L'accordo di Parigi, ratificato dall'UE nell'ottobre 2016 ed entrato in vigore il mese successivo, è considerato la guida principale a livello internazionale in materia di contrasto al cambiamento climatico. Muovendo dagli impegni assunti con l'accordo di Parigi, la COP26 - Conferenza delle Parti ("conference of the parties") della convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici - tenutasi a Glasgow dal 31 ottobre al 13 novembre 2021, ha rafforzato l'esigenza di mantenere il riscaldamento globale entro il limite di 1,5 gradi in luogo dei 2 gradi indicati nell'accordo di Parigi. Sono stati poi individuati nuovi obiettivi minimi di decarbonizzazione e approcci e metodologie da sviluppare, preordinati al contenimento della temperatura al di sotto delle soglie critiche.

In questo complesso contesto assume rilevanza la posizione di leadership dell'UE che, già dal 1992, si è adoperata per mettere a punto politiche e soluzioni congiunte in grado di coniugare la crescita economica con la progressiva decarbonizzazione dei consumi energetici UE. Di tali politiche si darà sinteticamente conto nei paragrafi che seguono.

2.1.2 Le politiche energetiche europee

Gli obiettivi comunitari fissati all'orizzonte 2030 derivano dall'insieme di iniziative trasversali contenute nel pacchetto legislativo "Clean Energy Package", adottato dalla Commissione europea fra la fine del 2018 e l'inizio del 2019, per onorare gli impegni internazionali assunti con l'accordo di Parigi sul clima, entrato in vigore il 4 novembre 2016 e in formale applicazione dal 2021.

Si delineano i seguenti principali obiettivi UE all'orizzonte 2030.

Emissioni gas serra. Quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima. Consiglio europeo (23 e 24 ottobre 2014) – Conclusioni

Obiettivo vincolante di riduzione globale delle emissioni di gas serra in tutti i settori economici dell'UE, pari ad almeno il 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Evoluzione rafforzata



Regolamento (UE) 2021/1119 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica «Normativa europea sul clima»

Nuovo obiettivo vincolante: riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Efficienza energetica. Direttiva 2023/1971/UE

Obiettivo indicativo di ridurre il consumo di energia finale a livello dell'UE dell'11,7% entro il 2030

Fonti Rinnovabili. Direttiva 2023/2413/UE

Obiettivo vincolante di una quota di almeno il 42,5% di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia a livello dell'UE.

Interconnessione elettrica transfrontaliera. Quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima. Consiglio europeo (23 e 24 ottobre 2014) – Conclusioni

Incremento di almeno il 15% di interconnessione dei sistemi elettrici UE.

All'indomani dell'adozione del pacchetto legislativo "Clean Energy Package", la Commissione europea ha presentato, a dicembre 2019, il Green Deal europeo: una serie di iniziative volte a fare dell'Europa il primo continente al mondo a impatto climatico zero entro il 2050, dando impulso all'economia, migliorando la salute e la qualità della vita delle persone e tutelando la natura e senza che nessuno sia escluso da questo processo.

Un anno dopo, a dicembre 2020, il Consiglio europeo ha approvato il "Patto europeo per il Clima" con il quale diventa un obbligo giuridico la riduzione delle emissioni nette di CO₂ di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990, incrementando di 15 punti percentuali l'obiettivo del 40% fissato dal Clean Energy Package.

La "legge europea sul clima" – Regolamento (UE) 2021/1119 del 30 giugno 2021 – ha quindi reso legalmente vincolanti i nuovi traguardi proiettati al medio e lungo periodo, al 2030 e al 2050.

Si profila, dunque, l'evoluzione di tutti i target UE al rialzo. A tal fine, il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha adottato un pacchetto di nuove proposte legislative e modifiche alla legislazione UE in vigore, fortemente interconnesse, di ampia portata: il pacchetto "Fit for 55". Solo nell'ottobre 2023, con gli ultimi due atti pubblicati, la Commissione Europea ha annunciato il completamento dell'iter che ha portato l'Europa a definire obiettivi climatici giuridicamente vincolanti che riguardano tutti i settori chiave dell'economia. Il pacchetto complessivo comprende obiettivi di riduzione delle emissioni in un'ampia gamma di settori: incremento dei pozzi di carbonio naturali; un sistema aggiornato di scambio di

emissioni per fissare un tetto alle emissioni, dare un prezzo all'inquinamento e generare investimenti nella transizione verde e un sostegno sociale per i cittadini e le piccole imprese.

Successivamente al "Fit for 55" l'Unione Europea ha lanciato a maggio 2021 il Piano "RePower EU", in risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina. Il Piano prevede il risparmio di energia, nello specifico chiede di ridurre del 18% l'utilizzo del gas naturale, di produrre energia pulita, con l'ambizione di raggiungere al 2030 il 45% della produzione di energia da fonti rinnovabili (FER) e di diversificare l'approvvigionamento energetico.

Il Green Deal costituisce il riferimento per qualsiasi politica comunitaria. Vi è uno stretto legame tra il raggiungimento dei nuovi obiettivi climatici e di transizione energetica e la realizzazione del Piano europeo di ripresa e resilienza (il PNRR per l'Italia), istituito come leva economica per la ripresa dagli effetti del periodo della pandemia da Covid-19. Le risorse messe a disposizione con l'iniziativa europea "Next Generation EU" (NGEU) devono infatti essere utilizzate per il raggiungimento degli obiettivi del Green Deal. In particolare, almeno il 37% delle risorse finanziate attraverso i Piani di ripresa e resilienza deve essere dedicato a sostenere gli obiettivi climatici. Tutti gli investimenti e le riforme devono rispettare il principio DNSH "Do No Significant Harm del "non arrecare danni significativi" all'ambiente". In tale contesto, gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili e alternative e di efficienza energetica rivestono un ruolo centrale. Nell'ambito della NGEU, vi sono anche le risorse del Fondo speciale per una transizione giusta, finalizzato a sostenere la transizione equilibrata di quei territori degli Stati membri, individuati a più alta intensità di emissioni di CO₂ e con il più elevato numero di occupati nel settore dei combustibili fossili. A livello nazionale, il Piano per la transizione ecologica (PTE), sul quale l'VIII Commissione ambiente della Camera ha espresso parere favorevole con osservazioni il 15 dicembre 2021, fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

Una volta completato l'aggiornamento degli strumenti di governance europei con i nuovi obiettivi, gli Stati membri dovranno avviare il processo di recepimento adeguando le proprie politiche e legislazioni, per intraprendere il percorso verso l'azzeramento delle emissioni climalteranti entro il 2050.

Il grado di ambizione delle sfide impone un coinvolgimento coordinato e attivo delle Regioni, chiamate ad aggiornare le programmazioni strategiche per allinearsi alla transizione verso l'energia pulita e la decarbonizzazione.

In particolare, le Regioni dovranno prospettare un quadro moderno e avanzato, tenendo conto delle peculiarità climatiche, sociali ed economiche dei loro territori, e mobilitare gli investimenti in maniera efficace a favore delle fonti rinnovabili e del contenimento dei consumi mediante l'incremento dell'efficienza energetica, per traguardare le molteplici direzioni profilate a livello sovraordinato.

Il presente capitolo fornisce una sintetica descrizione del contesto che costituisce il parametro entro il quale devono innestarsi i nuovi indirizzi, obiettivi e scenari del Piano Energetico Regionale del Friuli Venezia Giulia.

Sarà dunque data evidenza della dimensione normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia energetica e climatica e dei relativi obiettivi declinati agli orizzonti temporali di riferimento, di medio e lungo termine.

2.1.3 La governance dell'energia e del clima

Il meccanismo di governance definito dal Regolamento 2018/1999/UE si basa sulle Strategie nazionali a lungo termine per la riduzione dei gas ad effetto serra e, in via correlata, sui Piani nazionali integrati per l'energia e il clima che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030.

Il Regolamento (UE) 2021/1119, noto come Normativa europea sul Clima, modifica il Regolamento (UE) 2018/1999. Fissa un obiettivo vincolante a livello dell'Unione relativo a una riduzione nazionale netta di emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 % (rispetto ai livelli del 1990) entro il 2030, e si impegna a stabilire un obiettivo climatico per il 2040 entro sei mesi dal primo bilancio globale nell'ambito dell'accordo di Parigi.

La Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, pubblicata a gennaio 2021, contempla l'obiettivo di raggiungere l'impatto climatico zero entro il 2050.

Il Piano nazionale italiano per l'energia e il clima (PNIEC), pubblicato a dicembre 2019 e aggiornato nel 2023, fa parte del sistema di governance, come previsto dal Regolamento europeo. Alla luce di quanto esposto e con riferimento ai fondamentali del Regolamento 2018/1999/UE si propone un approfondimento tematico sulla Roadmap 2030 – 2050.

2.2 Quadro legislativo nazionale in materia energetica e climatica

La prima legge italiana in materia di energia e ambiente è stata la Legge 9 gennaio 1991, n. 10 che ha istituito il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio. Da allora, il quadro legislativo è stato ampliato e aggiornato per rispondere alle sfide sempre più complesse del cambiamento climatico e della transizione energetica. L'ultimo grande passo in questo senso è stato l'adozione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), che prevede l'eliminazione completa delle emissioni di gas serra entro il 2050, a cui si agganciano altri piani strategici che risultano cruciali per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e che descriviamo in questo capitolo.

2.2.1 Il PNIEC

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), strumento di governance definito dall'UE, è stato pubblicato per la prima volta a gennaio 2020 e aggiornato nel giugno 2023.

Il PNIEC è strutturato secondo cinque dimensioni:

1. decarbonizzazione;
2. efficienza energetica;
3. sicurezza energetica;
4. mercato interno dell'energia;
5. ricerca, innovazione e competitività.

Esaminando gli scenari in termini di emissioni e di raggiungimento dei target globali e settoriali per il 2030 delineati nel PNIEC del 2019, si nota una distanza nel loro raggiungimento, dovuta sia al fatto che fossero notevolmente sfidanti in relazione alle effettive possibilità di conseguirli in termini di investimenti e tempi realizzativi, sia agli ostacoli che si sono incontrati per la loro realizzazione, legati alle difficoltà autorizzative per i nuovi impianti a fonti rinnovabili, e infine per il rallentamento delle attività nei recenti periodi di crisi. Ciò determina un maggiore sforzo nel tragguardare i nuovi obiettivi di riduzione delle

emissioni fissati a livello comunitario al 2030, che dovranno essere fissati in modo pragmatico ed effettivamente conseguibile.

Nell'aggiornamento del PNIEC, l'Italia intende sfruttare i notevoli benefici insiti nella vasta diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, connessi alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, al miglioramento della sicurezza energetica e alle opportunità economiche e occupazionali per le famiglie e per il sistema produttivo, e intende proseguire il percorso attraverso un approccio maggiormente volto alla diversificazione delle soluzioni tecnologiche disponibili per la decarbonizzazione, continuando a finanziare lo sviluppo di nuove tecnologie energetiche per la transizione e il loro trasferimento al mondo delle imprese. La sfida per raggiungere i nuovi obiettivi al 2030 è molto complessa. Se il percorso di decarbonizzazione è tracciato e, come detto, rappresenta per noi una opportunità da cogliere, la traiettoria definita in ambito europeo per il 2030 prevede obiettivi recentemente rivisti al rialzo, tramite il programma REPowerEU e il Pacchetto "Fit for 55". Tali obiettivi sono molto ambiziosi, in particolare, per quanto riguarda l'Italia, anche in ragione del punto di partenza che caratterizzava il nostro Paese e verosimilmente, anche in ragione del fatto che il PNIEC elaborato dall'Italia nel 2019 ha definito obiettivi settoriali e globali molto ambiziosi, in alcuni casi superiori a quelli obbligatori.

Se confrontati con gli obiettivi declinati nel PNIEC 2019, tali valori hanno messo in luce delle distanze rispetto agli obiettivi che ci si prefiggeva di raggiungere. A livello esemplificativo, al 2030 la penetrazione delle fonti rinnovabili a politiche vigenti assume un valore del 27%, contro un obiettivo del PNIEC 2019 del 30%; il consumo finale a politiche vigenti assume un valore di 109 Mtep, contro un obiettivo del PNIEC 2019 di 104 Mtep; la riduzione delle emissioni nel settore non industriale (non-ETS) a politiche vigenti assume un valore di 28,6%, contro un obiettivo del PNIEC 2019 del 33%. Questi "gap" possono essere imputati principalmente all'eccessivo ottimismo del Piano 2019 circa la possibilità di raggiungere gli obiettivi, all'incompleta attuazione delle misure previste e al mutato contesto (pandemia, ripresa economica, guerra).

La Strategia nazionale propone una sintesi di confronto tra il PNIEC vigente e la versione del 2023. Tale confronto evidenzia l'evoluzione degli obiettivi nazionali, con riferimento alle misure proposte nel PNIEC a giugno 2023 (da aggiornare con l'invio del piano definitivo entro giugno 2024), mantenendo coerenza con le politiche europee).

Tabella 1 - confronto delle sintesi del PNIEC vigente (2019) e della proposta di modifica, PNIEC 2023. Fonte elaborazione ENEA su dati PNIEC (2019) e proposta di modifica PNIEC 2023

	PNIEC				PNIEC 2023		
	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030		Obiettivi 2030		
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)	FFSS REPOWEREU	PNIEC2023 riferimento	PNIEC2023 policy
Energie rinnovabili (FER)							
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%	38% / 39%	27%	40%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%	29% ⁵	13%	31%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo	+1,3% annuo	29.6% ³ / 39.1%	27%	37%
Quota energia da FER nei consumi finali del settore elettrico					-	49%	65%
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria					42% ³	3%	42%
Efficienza energetica							
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32.5% (indicativo)	-43% (indicativo)	112.2 (+2.5%) Mtep	130 Mtep	122 Mtep
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% ¹ annuo	-1,5% ¹ annuo	-0.8% ¹ annuo	-0.8% ¹ annuo	73.4 Mtep		73.4 Mtep
Consumi di energia finale					92.1 (+2.5%) Mtep	109 Mtep	100 Mtep
Emissioni gas serra (GHG)							
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%		-62% ²	-55%	-62%
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%	-43.7% ^{3,4}	-29%	-35% / -37%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%				
Assorbimenti CO ₂ Land Use, land-Use Change, and Forestry LULUCF ^[OB] (Mt CO _{2,eq})					-35.8% ³	-34.90%	-37.90%
Interconnettività elettrica							
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10%			
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375			

1. senza trasporti

2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello EU

3. vincolante

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

5. vincolante per gli operatori economici. Criteri di calcolo RED III

Con le misure politiche attuate e pianificate, al 2030 si perseguirà un obiettivo di 122 Mtep di energia primaria e 100 Mtep di energia finale.

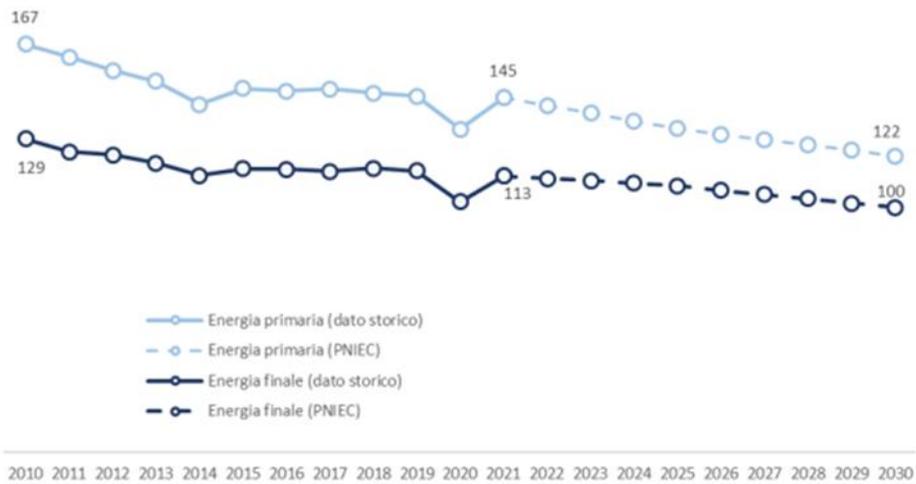


Figura 1 - Traiettoria dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2010-2030 - Fonte: PNIEC 2023

La figura seguente delinea il percorso annuale previsto per il conseguimento dei risparmi di energia finale, attraverso gli strumenti già adottati nel periodo 2014-2020.

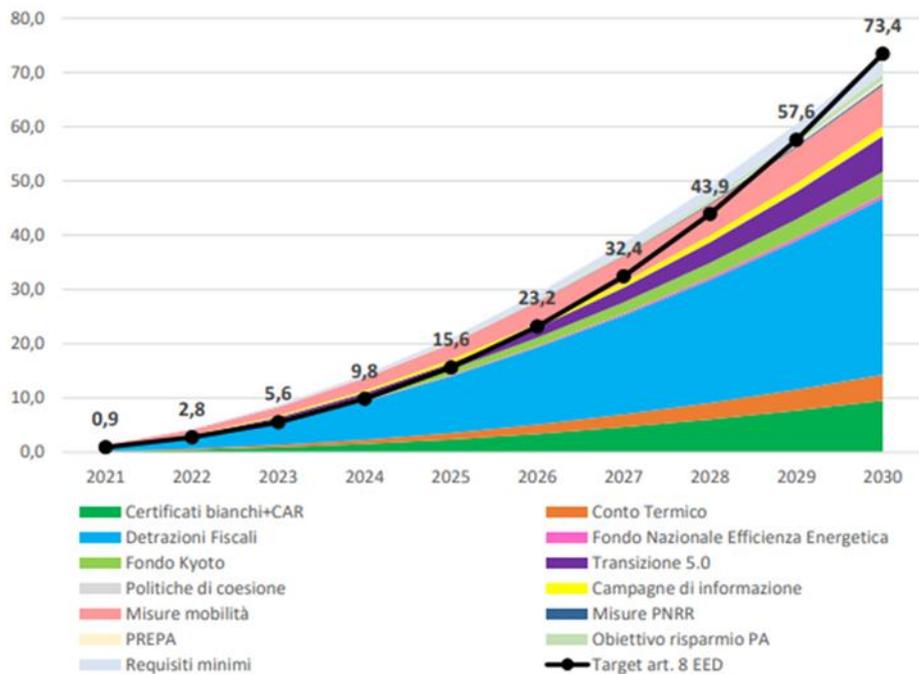


Figura 2- Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale), anni 2021-2030 - Fonte: PNIEC 2023

Con l'obiettivo di potenziare il monitoraggio di tutte le misure in atto, il PNIEC sta valutando la possibilità di istituire ulteriori portali nazionali, affiancati al Portale Nazionale sulla prestazione energetica degli edifici (PNPE2). Questi nuovi portali saranno specificamente dedicati ai settori industriale e dei trasporti, offrendo informazioni rilevanti e supporto tecnico al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e ad altri enti della pubblica amministrazione. Tale iniziativa mira a facilitare il monitoraggio degli obiettivi nazionali e a sviluppare strategie, programmi e iniziative di promozione.

2.2.2 La Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra

La definizione di una Strategia al 2050 è richiesta dalla decisione di approvazione dell'Accordo di Parigi, nella COP21 del dicembre 2015 e inserita come parte del sistema di governance dal Regolamento 2018/1999/UE.

La Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra (sottoscritta dai Min. Ambiente, Sviluppo economico, Politiche agricole e Trasporti), delinea uno scenario di decarbonizzazione caratterizzato da i) una drastica riduzione dei combustibili fossili; ii) una consistente riduzione della domanda di energia (40% di riduzione dei consumi finali di energia); iii) una forte elettrificazione nei trasporti e nel riscaldamento degli edifici; iv) un aumento estremamente rimarcato della produzione di energia da fonte rinnovabile: ad esempio la potenza installata di energia fotovoltaica nel 2050 dovrà essere 10-15 volte quella attuale (200-300 GWp).

La Strategia si basa su tre principali pilastri:

- riduzione significativa della domanda di energia, connessa in particolare ad un calo dei consumi per la mobilità privata e dei consumi del settore civile;
- cambiamento radicale nel mix energetico a favore delle rinnovabili (FER), coniugato ad una profonda elettrificazione degli usi finali e alla produzione di idrogeno, da usare tal quale o trasformato in altri combustibili, anche per la decarbonizzazione degli usi non elettrici;
- aumento degli assorbimenti garantiti dalle superfici forestali (compresi i suoli forestali) ottenuti attraverso la gestione sostenibile, il ripristino delle superfici degradate e interventi di rimboschimento, accompagnato, eventualmente, dal ricorso a forme di CCS-CCU (carbon capture and storage e carbon capture and utilization).

2.2.3 La Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSV)

Il CIPE – Comitato interministeriale per la programmazione economica – nella seduta del 22 dicembre 2017, ha approvato la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile decidendo di adottare una visione di sviluppo incentrato sulla sostenibilità, valore universale e imprescindibile per affrontare le sfide globali e del nostro Paese. La SNSV rappresenta il primo passo in questa direzione e costituisce l'elemento cardine nell'attuazione in Italia dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, di cui fa propri i 4 principi guida: integrazione, universalità, inclusione, trasformazione.

La strategia è strutturata in cinque aree proposte dall'Agenda 2030: Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership. Una sesta area è dedicata ai cosiddetti vettori per la sostenibilità, da considerarsi come elementi essenziali per il raggiungimento degli obiettivi strategici nazionali.

Insieme all'Agenda 2030, le Nazioni Unite hanno posto come necessità imprescindibile anche la messa a punto di indicatori utili alla misurazione dello Sviluppo Sostenibile e al monitoraggio dei suoi obiettivi.

2.3 Quadro regionale in materia energetica e climatica

Per rispondere agli ambiziosi obiettivi europei presenti nel pacchetto "Fit for 55" e nel Piano RePower EU, il Friuli Venezia Giulia, con la pubblicazione della legge FVGreen in cui si impegna a diventare una Regione a neutralità climatica ed energetica entro il 2045, anticipa di cinque anni il target di decarbonizzazione del territorio previsto al 2050.

Con delibera di Giunta regionale 17 febbraio 2023 n. 299 è stata approvata la Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile, vera e propria guida per la nuova pianificazione regionale, che prevede interventi strettamente connessi alle caratteristiche socioeconomiche del territorio e un processo partecipativo aperto alla cittadinanza.

Si riporta il percorso di aggiornamento legislativo intrapreso dalla Regione per agganciare le proprie strategie nell'ottica dello sviluppo sostenibile, della transizione energetica e della decarbonizzazione dell'economia regionale.

2.3.1 DM Burden Sharing e il monitoraggio degli obiettivi regionali sulle FER

Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 (il cosiddetto "Decreto Burden Sharing", definito sulla base degli obiettivi contenuti nel Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili), sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale, pari al 17% al 2020. La quota per il Friuli Venezia Giulia corrisponde all'12,7% (Tabella 2). Nel 2020 la quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (ovvero il rapporto tra il consumo finale lordo (CFL) da FER – settore Trasporti escluso – e i CFL complessivi, a livello regionale, pari al 21,8%, risulta superiore – in termini assoluti – di circa 2 punti percentuali rispetto a quello dell'anno precedente e di 9 punti percentuali rispetto alla previsione del D.M. burden sharing per lo stesso 2020 (12,7%).

Tabella 2 Quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da FER

Quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili escluso il settore dei trasporti (%)										
dato rilevato										Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020
F.V.G.	16,7	17,3	18,9	19,6	19,6	19,7	19,5	20	21,8	12,7

2.3.2 La Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSS)

La strategia regionale è prevista dall'art. 34 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e concorre alla realizzazione della strategia nazionale e degli accordi internazionali dell'Agenda 2030, l'Accordo di Parigi e la Strategia Europea per lo Sviluppo Sostenibile.

La Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia ha cominciato il suo percorso di redazione della SRSS individuando tre punti qualificanti per mitigare l'effetto serra e i danni provocati dai cambiamenti climatici: sostenibilità ambientale per mantenere qualità e riproducibilità delle risorse naturali, sostenibilità economica per generare reddito e lavoro necessario al sostentamento della popolazione e sostenibilità sociale per garantire condizioni di benessere umano (sicurezza, salute, istruzione, democrazia, partecipazione, giustizia) equamente distribuite per classi e genere.

In merito alla strategia regionale complessiva, nel 2019 è stata costituita una cabina di regia istituzionale coordinata dalla Direzione centrale difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibile. La Regione ha

partecipato ai tavoli di confronto nazionali promossi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Nel 2020 è stato avviato il processo di coinvolgimento della società civile che si è concluso con tre webinar ed un questionario on line rivolto a enti locali e imprese.

Con delibera di Giunta regionale 26 marzo 2021, n. 480 del è stato approvato il "Rapporto di posizionamento del Friuli Venezia Giulia rispetto all'Agenda 2030" acquisendo i risultati della consultazione pubblica. Sono state individuate 12 macroaree tematiche e per ognuna delle specifiche linee e sotto-linee di intervento che insistono sulle 4 P – Persone, Pianeta, Prosperità e Pace.

Con delibera di Giunta regionale 17 febbraio 2023, n. 299 è stata approvata la Strategia Regionale per lo sviluppo sostenibile, identificabile come il quadro di riferimento per tutta l'attività pianificatoria e regolamentare della Regione.

2.3.3 La normativa Regionale in materia di Energia e Sostenibilità

La Regione Friuli Venezia Giulia ha adottato una serie di leggi e regolamenti in materia di energia e sostenibilità nel corso degli anni che mirano a promuovere la sostenibilità e la transizione ecologica, nonché a garantire un uso efficiente e razionale delle risorse energetiche. In questa sede è importante evidenziare le più rilevanti e gli ultimi aggiornamenti normativi che stabiliscono gli assi di indirizzo strategico per il territorio regionale. Di seguito un breve excursus.

La legge regionale 11 ottobre 2012 n.19, recante "Disposizioni per la promozione dell'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili nel territorio regionale", prevede obiettivi ambiziosi in termini di efficienza energetica, utilizzo di fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Tra le azioni previste dalla legge vi sono la promozione di programmi di efficienza energetica negli edifici pubblici e privati, l'istituzione di incentivi per lo sviluppo di fonti rinnovabili, la promozione di campagne di sensibilizzazione sulla sostenibilità e l'energia, e la definizione di standard energetici per nuove costruzioni.

La legge regionale 19/2012 definisce le linee guida per la redazione del Piano Energetico Regionale (PER) e stabilisce che il PER deve essere aggiornato almeno ogni 5 anni. Inoltre, individua i contenuti minimi del PER, tra cui l'analisi del fabbisogno energetico regionale, la definizione degli obiettivi di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili, la promozione dell'uso razionale dell'energia, la definizione delle misure di incentivazione e di sostegno agli investimenti

La legge regionale 22 febbraio 2021, n. 3 "Disposizioni per la modernizzazione, la crescita e lo sviluppo sostenibile verso una nuova economia del Friuli Venezia Giulia (SviluppoImpresa)", mira a promuovere la modernizzazione e lo sviluppo sostenibile dell'economia regionale e sottolinea la necessità di garantire la competitività delle imprese e del territorio in un contesto globale sempre più complesso, nonché la necessità di adottare politiche e misure che garantiscano uno sviluppo sostenibile, in linea con gli obiettivi dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile. La norma prevede una serie di misure e strumenti volti a promuovere la competitività e la crescita dell'economia del territorio, attraverso l'innovazione, la formazione, la promozione del turismo sostenibile e l'agevolazione dell'accesso al credito per le imprese. Tra questi, l'istituzione di un fondo per la modernizzazione delle imprese, destinato a sostenere gli investimenti in innovazione, ricerca, sviluppo e internazionalizzazione delle imprese regionali, nonché a promuovere la creazione di nuove imprese innovative.

La legge regionale 29 novembre 2022, n. 18 recante "Disposizioni per l'efficientamento energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili", prevede una serie di misure volte a promuovere l'efficienza energetica e

lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella Regione. In particolare, la legge prevede l'obbligo per le amministrazioni pubbliche regionali di adottare misure di efficienza energetica negli edifici pubblici e di promuovere l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia. Sono previsti incentivi per la ristrutturazione energetica degli edifici pubblici. Inoltre, è prevista la promozione dell'utilizzo di veicoli a basse emissioni e l'adozione di misure volte a ridurre l'impatto ambientale del trasporto su strada, come la promozione della mobilità sostenibile e della logistica urbana. Infine, la legge prevede l'istituzione di un tavolo regionale per l'energia e l'ambiente, al fine di favorire la concertazione tra le diverse istituzioni e gli operatori del settore, nonché la promozione della partecipazione dei cittadini e delle organizzazioni della società civile.

La legge regionale più recente e sfidante della Regione FVG è la n. 4 del 17 febbraio 2023, intitolata "FVGGreen - Disposizioni per lo sviluppo sostenibile e la transizione ecologica del Friuli Venezia Giulia". La norma introduce, per la prima volta, nell'ordinamento regionale gli strumenti per affrontare in modo strutturale l'attuazione della transizione ecologica, indicando come quadro di riferimento l'Agenda 2030, il Green Deal Europeo e l'Accordo di Parigi del 2016. Inoltre, si impegna a conseguire l'obiettivo di lungo termine di emissioni di gas a effetto serra nette uguali a zero entro il 2045 e a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, pari almeno all'obiettivo nazionale assegnato dall'Unione europea, entro il 2030. Il legge regionale indica anche che qualsiasi produzione normativa emanata debba inserirsi nel quadro di riferimento descritto precedentemente e deve essere finalizzata al raggiungimento degli obiettivi al 2045.

Disciplina, inoltre, la Strategia regionale per lo sviluppo sostenibile, la Strategia regionale per la mitigazione e l'adattamento ai cambiamenti climatici e il Piano regionale per la mitigazione e l'adattamento ai cambiamenti climatici, destinati a informare e orientare la futura programmazione e pianificazione settoriale, a livello regionale e locale.

L'atto si compone di 22 articoli, ripartiti in due titoli, a loro volta suddivisi in capi e non prevede l'adozione di provvedimenti attuativi. La Strategia regionale di sviluppo sostenibile si articola in disposizioni di carattere generale, cui fanno seguito le disposizioni della Strategia regionale di mitigazione e di adattamento ai cambiamenti climatici quale strumento destinato a orientare le politiche regionali volte a ridurre le emissioni di gas a effetto serra o climalteranti. Inoltre, un intero capo della legge è dedicato alla promozione dell'educazione e della sensibilizzazione ambientale, attraverso la formazione e la divulgazione di informazioni sulla sostenibilità ambientale e la transizione ecologica, nonché la promozione della partecipazione dei cittadini e delle organizzazioni della società civile.

Capitolo 3. Consumi e produzione energetica in ambito regionale

Il Bilancio Energetico Regionale, anni 2009-2021, è stato elaborato da ENEA secondo la nuova metodologia EUROSTAT adottata nel 2019: i nuovi bilanci 2009-2021 non sono pertanto confrontabili con le precedenti edizioni.

3.1 Domanda di energia regionale

3.1.1 Consumo Interno Lordo ¹

Il dettaglio del Consumo Interno Lordo per fonte (Tabella 3) consente di identificare fenomeni specifici in atto nella Regione come il calo improvviso del consumo interno lordo nel 2014 (-10,6% rispetto all'anno precedente) registrato per tutte le fonti energetiche, ad eccezione delle energie rinnovabili e dell'energia elettrica, dovuto principalmente ad una contrazione dei consumi nei processi di trasformazione delle cokerie e della produzione di energia elettrica e calore da gas naturale verificatosi negli anni 2014 e 2015.

Tabella 3.a Consumo Interno Lordo per fonte energetica, FVG 2010-2021 (ktep)

Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Combust. solidi	655	645	783	748	575	681	744	673	680	444	120	131
Petrolio e prodotti petroliferi	1.052	1.015	846	844	798	800	804	783	828	802	737	863
Combust. gassosi	2.209	2.091	2.045	1.857	1.556	1.609	1.933	2.056	1.920	1.875	1.747	1.842
Energie rinnovabili	526	449	527	598	662	610	631	724	794	783	806	842
Rifiuti non-rinnovabili	25	31	31	27	25	22	26	24	27	27	24	18
Energia elettrica*	-5	90	37	74	94	168	-10	28	50	121	194	260
CIL	4.462	4.320	4.270	4.149	3.710	3.890	4.128	4.287	4.299	4.051	3.629	3.957

* Il dato dell'energia elettrica è dato dalla differenza tra importazioni ed esportazioni di energia elettrica: un dato negativo indica che le esportazioni sono state superiori alle importazioni

Tabella 4.b Consumo Interno Lordo per fonte energetica, Italia 2010-2021 e quota parte FVG su totale Italia (ktep). Fonte: EUROSTAT, ENEA

ITALIA												
Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

¹ Definito da produzione + saldo importazione – saldo esportazione + variazione delle scorte - bunkeraggi marittimi internazionali. Sottraendo a questa grandezza l'aviazione internazionale si ottiene il Consumo Interno. A livello regionale a causa della mancanza delle informazioni necessarie per individuare le quantità che entrano ed escono nel territorio regionale si considera il saldo import/export: un deficit di disponibilità rispetto al consumo totale determina un saldo importazione, un surplus di disponibilità rispetto al consumo totale individua un saldo esportazioni.

Combust. solidi	13.674	15.331	15.715	13.536	13.059	12.300	10.983	9.342	8.538	6.480	5.095	5.538
Petrolio e prodotti petroliferi	68.411	65.953	58.648	56.336	54.652	56.723	54.830	55.420	54.749	54.029	44.912	50.990
Combust. gassosi	68.057	63.814	61.356	57.387	50.706	55.302	58.080	61.549	59.513	60.949	58.286	62.430
Energie rinnovabili	21.864	21.026	23.885	26.371	26.512	26.269	26.018	28.821	29.282	29.512	29.345	29.882
Rifiuti non-rinnovabili	1.041	1.135	1.132	1.138	1.158	1.149	1.183	1.134	1.133	1.182	1.190	1.142
Energia elettrica	3.797	3.932	3.706	3.623	3.759	3.988	3.184	3.247	3.775	3.280	2.769	3.679
CIL	176.845	171.192	164.441	158.391	149.846	155.730	154.278	159.513	156.990	155.433	141.595	153.661
% FVG su ITALIA												
Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Combust. solidi	4,8%	4,2%	5,0%	5,5%	4,4%	5,5%	6,8%	7,2%	8,0%	6,8%	2,4%	2,4%
Petrolio e prodotti petroliferi	1,5%	1,5%	1,4%	1,5%	1,5%	1,4%	1,5%	1,4%	1,5%	1,5%	1,6%	1,7%
Combust. gassosi	3,2%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	2,9%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%
Energie rinnovabili	2,4%	2,1%	2,2%	2,3%	2,5%	2,3%	2,4%	2,5%	2,7%	2,7%	2,7%	2,8%
Rifiuti non-rinnovabili	2,4%	2,7%	2,7%	2,3%	2,2%	1,9%	2,2%	2,1%	2,3%	2,3%	2,0%	1,6%
Energia elettrica*	-0,1%	2,3%	1,0%	2,1%	2,5%	4,2%	-0,3%	0,9%	1,3%	3,7%	7,0%	7,1%
CIL	2,5%	2,5%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%

* Il dato dell'energia elettrica è dato dalla differenza tra importazioni ed esportazioni di energia elettrica: un dato negativo indica che le esportazioni sono state superiori alle importazioni

A partire dal 2019 si osserva una fase di flessione del consumo (-5,8% rispetto all'anno precedente), con picco negativo nel 2020 a seguito della pandemia di COVID-19, determinato principalmente dalla riduzione dei combustibili solidi e in parte dai prodotti petroliferi nel 2020 a seguito del blocco agli spostamenti.

Il peso del Friuli Venezia Giulia sul totale Italia si è mantenuto costante intorno al 2,5% nel periodo 2009-2021: leggermente in crescita negli anni 2016-2019 per il maggior peso dei combustibili solidi per tornare verso il 2,5% negli ultimi anni con il calo del consumo degli stessi.

Il confronto del mix per fonte energetica del Consumo Interno Lordo tra Friuli Venezia Giulia e Italia nell'anno 2021 (Figura 2) mostra per il Friuli Venezia Giulia un maggiore contributo dei combustibili gassosi (46,5% per il Friuli Venezia Giulia contro 40,6% per l'Italia), contro un minor uso del petrolio e prodotti petroliferi (21,8% per il Friuli Venezia Giulia contro 33,2% per l'Italia). Le energie rinnovabili hanno un peso intorno al 20% sia per il Friuli Venezia Giulia che per l'Italia. Il Friuli Venezia Giulia mostra nel 2021 una dipendenza maggiore per l'energia elettrica: l'importazione netta è il 6,6% in regione contro il 2,4% in Italia. Da notare i combustibili solidi: il loro peso è sceso dal 14,6% nel 2009 al 3,3% nel 2021 in linea con il contributo a livello nazionale.



Figura 2 Consumo Interno Lordo per fonte energetica 2021². Fonte: EUROSTAT, ENEA

3.1.2 Consumi energetici finali³

I consumi finali di energia della Regione si sono mantenuti stabili intorno a 3,2 Mtep nel periodo 2009-2021 (Tabella 5), ad eccezione degli anni 2014 e 2015 in cui sono stati inferiori ai 3 Mtep: il tasso di variazione nel periodo 2009-2021 è stato +3,7%.

² Il dato energia elettrica è da intendersi come importazione netta rispetto alla Regione Friuli-Venezia Giulia.

³ Consumi finali di energia dei settori industria, trasporti (esclusa l'aviazione internazionale), agricoltura e pesca, civile e altri settori

Tabella 5 Consumi finali di energia nel Friuli Venezia Giulia per fonte, anni 2010-2021 (ktep). Fonte: EUROSTAT, ENEA

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Combust. solidi	31	38	26	23	22	27	35	25	45	42	27	29
Prodotti petroliferi	923	904	753	772	737	735	747	732	780	747	686	812
Combust. gassosi	1.128	1.088	1.119	1.086	911	974	1.014	1.063	1.038	1.007	970	1.077
Energie Rinnovabili	297	212	277	265	242	276	284	401	400	391	399	436
Rifiuti non rinnovabili	7	5	3	5	3	3	3	0	4	4	1	3
Calore derivato	179	129	135	185	150	138	180	179	179	173	138	115
Energia elettrica	818	838	819	810	801	825	827	854	870	857	814	875
Consumo finale	3.383	3.213	3.133	3.145	2.864	2.977	3.090	3.254	3.316	3.221	3.035	3.346
Tasso di variaz. annuo	4,8%	-5,0%	-2,5%	0,4%	-8,9%	3,9%	3,8%	5,3%	1,9%	-2,9%	-5,8%	10,3%
Consumo finale Italia	123.053	117.518	116.559	114.054	108.848	112.108	111.555	113.611	114.297	113.119	103.057	113.207
Tasso di variaz. annuo Italia	0,9%	-4,5%	-0,8%	-2,1%	-4,6%	3,0%	-0,5%	1,8%	0,6%	-1,0%	-8,9%	9,8%

La principale fonte energetica è il gas naturale che soddisfa oltre il 30% dei consumi finali, seguita dall'energia elettrica, oltre il 25%, e dai prodotti petroliferi, oltre il 20% (Figura 3). In particolare, è da sottolineare il calo costante del consumo di prodotti petroliferi, -17,8% nel periodo 2009-2021: nel 2021 i prodotti petroliferi rappresentano il 24,3% dei consumi finali contro il 30,6% del 2009. Le altre fonti energetiche sono tutte in crescita nel periodo 2009-2021: +7,0% per il consumo di combustibili gassosi, +14,9% per l'energia elettrica, +51,8% per le energie rinnovabili; unica eccezione il calore derivato in calo negli ultimi anni, -27,3% nel periodo.

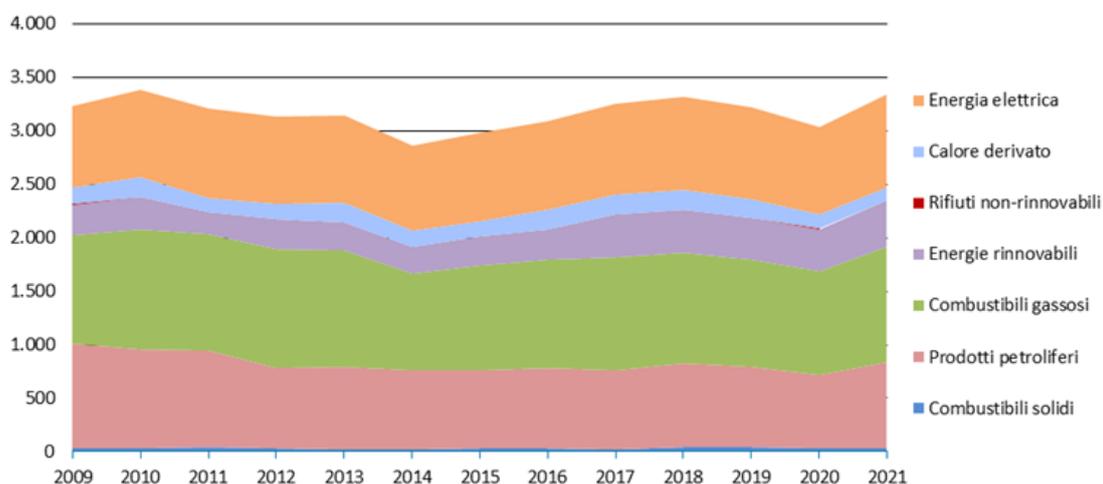


Figura 3 Consumi finali di energia nel Friuli Venezia Giulia per fonte energetica, anni 2009-2021 (ktep). Fonte: ENEA

Il confronto per fonte energetica mostra che nel Friuli Venezia Giulia si ha un maggior ricorso all'energia elettrica e alle energie rinnovabili rispetto all'Italia, mentre i prodotti petroliferi coprono il 26% della domanda finale di energia nel Friuli Venezia Giulia contro oltre un terzo in Italia. In linea il consumo di gas naturale.

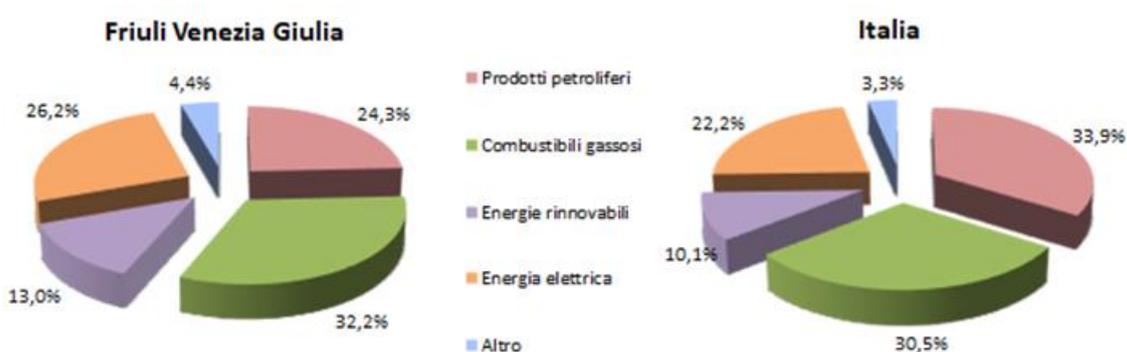


Figura 4 Distribuzione dei consumi finali di energia (%) in Friuli Venezia Giulia ed Italia per fonte, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA

A livello settoriale, i settori civile ed industria assorbono entrambi circa il 40% dei consumi finali di energia (Tabella 6).

Tabella 6 Consumi finali di energia nel Friuli Venezia Giulia per settore, anni 2010-2021 (ktep). Fonte: EUROSTAT, ENEA

Settore	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Industria	1.325	1.327	1.262	1.215	1.143	1.152	1.226	1.314	1.324	1.272	1.202	1.333
Trasporti	715	719	597	588	574	550	555	583	618	604	533	649
Civile	1.307	1.131	1.244	1.280	1.093	1.219	1.254	1.297	1.313	1.285	1.239	1.288
Agricoltura e pesca	34	34	29	62	54	55	54	58	60	59	61	76
Altri settori n.c.a.	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
Consumo finale energia	3.383	3.213	3.133	3.145	2.864	2.977	3.090	3.254	3.316	3.221	3.035	3.346
Consumo Interno Lordo	4.462	4.320	4.270	4.149	3.710	3.890	4.128	4.287	4.299	4.051	3.629	3.957

Nel periodo 2009-2021 la differenza tra consumo interno lordo e consumi finali di energia si è mantenuta stabile intorno a 1 Mtep di energia (Figura 5), in calo negli ultimi anni soprattutto a causa della riduzione di consumo nel settore delle trasformazioni (-40% nel periodo 2009-2021): in particolare, negli ultimi 2 anni la differenza è scesa a 0,6 Mtep a seguito del pressoché azzeramento dei consumi delle cokerie ed altiforni e della riduzione di oltre il 20% dei consumi per la produzione di energia elettrica e calore (-33% ingressi in trasformazione dal 2019).

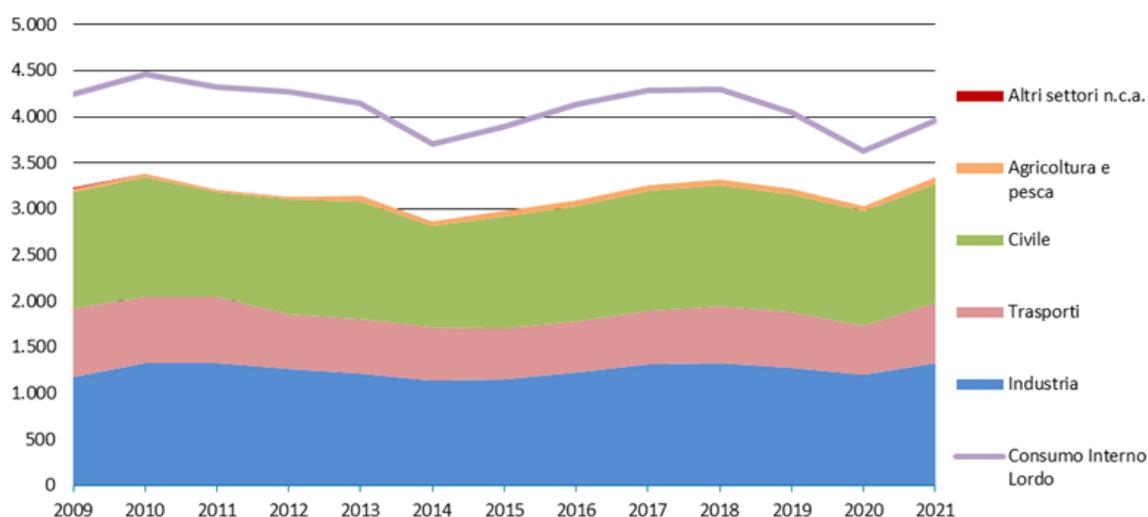


Figura 5 Consumi finali di energia e consumo interno lordo nel Friuli Venezia Giulia per settore, anni 2009-2021. Fonte: ENEA

La distribuzione dei consumi finali di energia per settore (Figura 6) evidenzia che nel Friuli Venezia Giulia il settore industriale assorbe il 40% dei consumi finali (contro il 22% in Italia), seguito dal settore civile (residenziale e terziario) con quasi il 40% (lievemente inferiore al dato nazionale, 43,7%) e dal settore trasporti con il 19,4% (contro il 31,2% in Italia).



Figura 6 Distribuzione dei consumi finali di energia nel Friuli Venezia Giulia ed Italia per settore, anno 2021 (%). Fonte: EUROSTAT, ENEA

Disaggregando i consumi finali del settore trasporti in trasporti stradali, navigazione marittima nazionale, condotte e altri trasporti (ferrovie e navigazione aerea nazionale), si nota che nel 2021 i trasporti stradali rappresentano il 17,5% dei consumi finali nel Friuli Venezia Giulia contro il 29% in Italia (Figura 7).

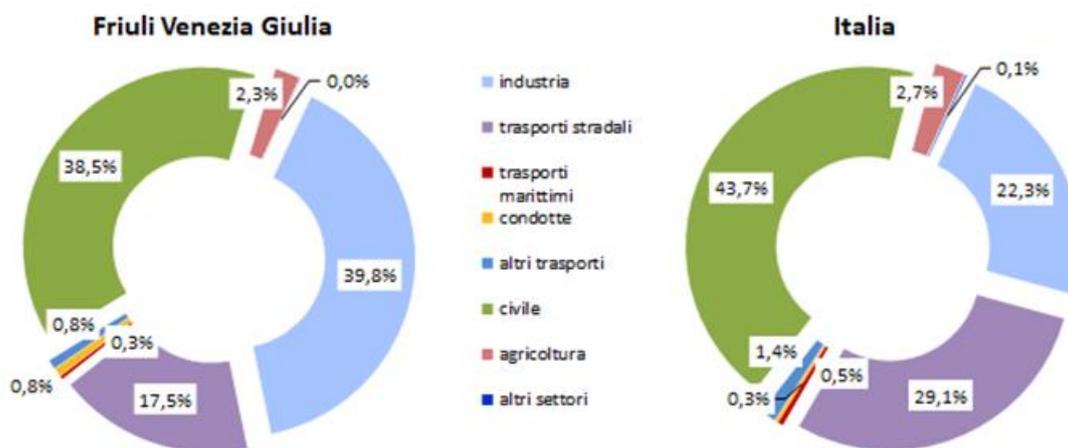


Figura 7 Suddivisione dei consumi finali di energia per sotto-settore, anno 2021 (%). Fonte: EUROSTAT, ENEA

A livello settoriale il confronto per fonte energetica dei consumi finali mostra differenze tra Friuli Venezia Giulia e Italia: in particolare, spicca il peso maggiore che le energie rinnovabili hanno a livello regionale rispetto alla realtà italiana.

Nel settore industriale (Figura 8), il contributo delle diverse fonti energetiche al consumo settoriale nel Friuli Venezia Giulia è in linea col peso a livello nazionale: si nota, in particolare, un maggior ricorso alle energie rinnovabili, principalmente biomasse (5,3% nel Friuli Venezia Giulia contro 2% in Italia) e un minor ricorso ai prodotti petroliferi (6,5% nel Friuli Venezia Giulia contro 8,8% in Italia).

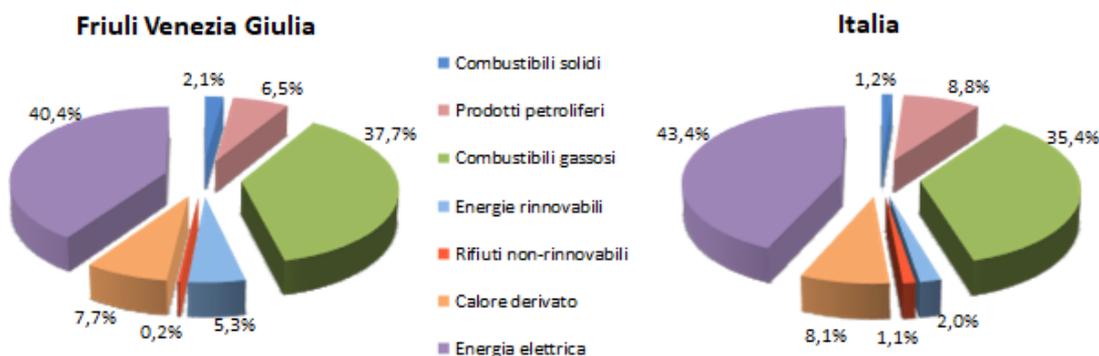


Figura 8 Consumo finale di energia per fonte energetica nel settore industriale, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA

Nel settore civile (Figura 9), si nota un minor contributo dei combustibili gassosi al consumo settoriale (42,7% nel Friuli Venezia Giulia contro il 48,4% in Italia) e un maggior peso delle energie rinnovabili, principalmente biomasse e dal 2017 il calore per ambienti generato dalle pompe di calore (26,4% nel Friuli Venezia Giulia contro il 19,1% in Italia).

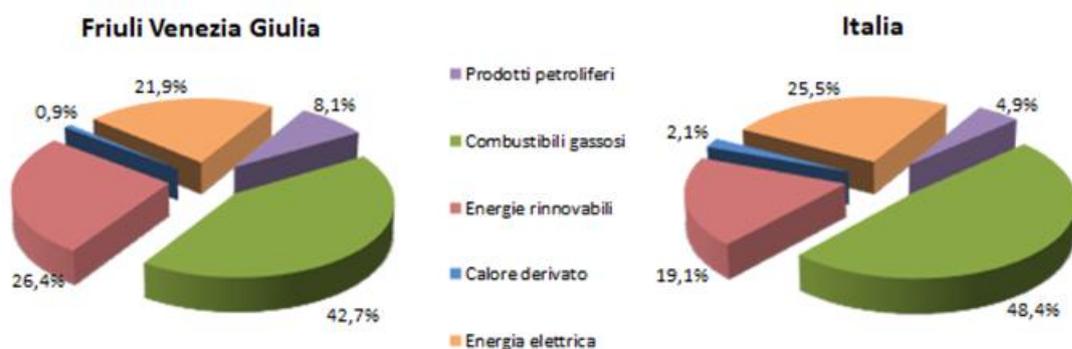


Figura 9 Consumo finale di energia per fonte energetica nel settore civile, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA

Nel settore trasporti (Figura 10), i prodotti petroliferi coprono il consumo energetico del settore per quasi il 90% (86,1% nel Friuli Venezia Giulia e 89,3% in Italia): da notare a livello regionale un maggior utilizzo dell'energia elettrica (6,5% in Friuli Venezia Giulia contro il 2,7% in Italia) e un minor ricorso ai combustibili gassosi (3,7% in Friuli Venezia Giulia contro 4% in Italia).

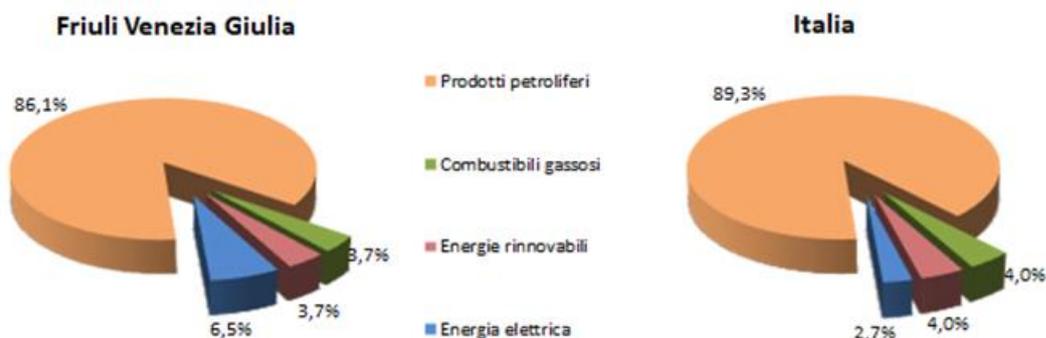


Figura 10 Consumo finale di energia per fonte energetica nel settore trasporti, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA

Il contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali è stato stabile fino al 2014, intorno a 2,7%, per avere negli anni successivi un peso tendenzialmente crescente: in Tabella 7 è riportata la partecipazione ai consumi finali nazionali per fonte energetica.

Tabella 7 Contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per fonte, anni 2010-2021 (%). Fonte: EUROSTAT, ENEA

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Combustibili solidi	5,1%	3,8%	2,7%	3,3%	3,0%	5,0%	5,1%	5,1%	7,2%	7,1%	6,5%	9,4%
Prodotti petroliferi	2,0%	2,0%	1,8%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,9%	2,0%	1,9%	2,1%	2,1%
Combustibili gassosi	2,9%	3,1%	3,1%	3,1%	2,9%	2,9%	3,0%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,1%
Energie rinnovabili	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,2%	3,3%	3,5%	3,5%	3,7%	3,6%	3,7%	3,8%
Rifiuti non-rinnovabili	3,0%	2,2%	1,2%	1,7%	1,0%	1,0%	1,0%	0,1%	1,5%	1,4%	0,4%	1,1%
Calore derivato	5,4%	4,0%	3,9%	5,0%	4,0%	3,6%	4,6%	4,3%	4,4%	4,2%	3,6%	3,7%
Energia elettrica	3,2%	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,4%	3,4%	3,5%	3,4%	3,4%	3,5%
Consumo finale	2,7%	2,7%	2,7%	2,8%	2,6%	2,7%	2,8%	2,9%	2,9%	2,8%	2,9%	3,0%

Nel periodo considerato non si sono osservate particolari variazioni del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per fonte energetica: fanno eccezione i combustibili solidi, in crescita sui consumi nazionali, e il calore derivato in calo (Figura 11), trascurabile la variazione dei rifiuti non-rinnovabili per lo scarso consumo.

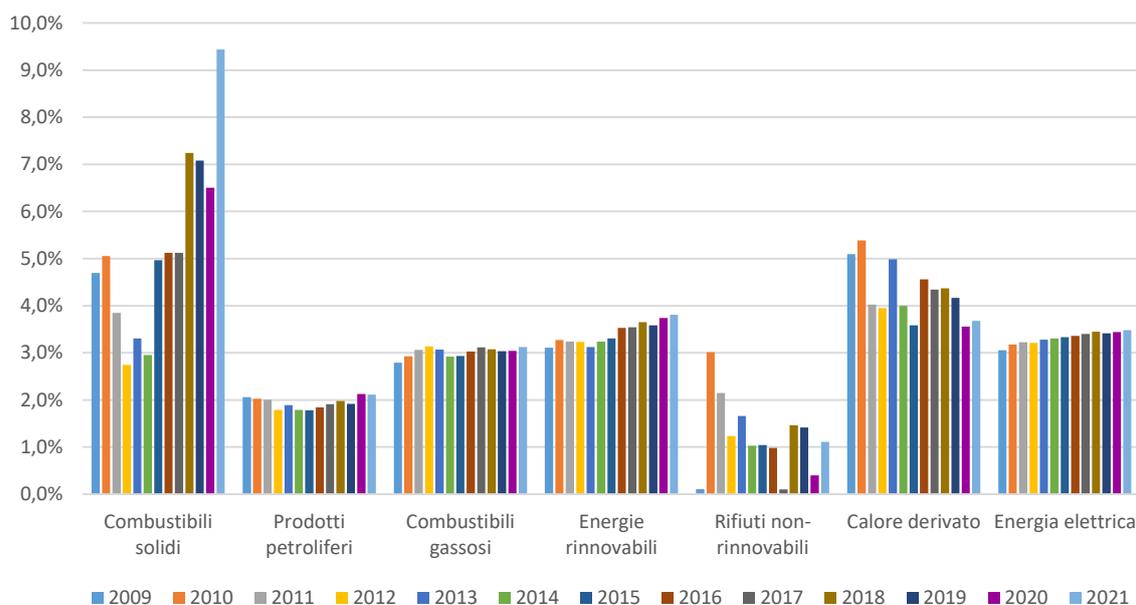


Figura 11 Contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per fonte, anni 2009-2021 (%). Fonte: elaborazione ENEA

Relativamente ai settori, non si evidenziano particolari fluttuazioni del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali (Tabella 8), ad eccezione del settore industria, in crescita di oltre un punto percentuale rispetto al 2009, e il settore agricoltura e pesca.

Tabella 8 Contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per settore finale, anni 2010-2021 (%). Fonte: EUROSTAT, ENEA

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Industria	4,6%	4,8%	4,7%	4,8%	4,6%	4,6%	4,9%	5,3%	5,4%	5,1%	5,0%	5,3%
Trasporti	1,9%	1,9%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%	1,7%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%
Civile	2,5%	2,4%	2,5%	2,6%	2,5%	2,5%	2,6%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
Agricoltura e pesca	1,1%	1,2%	1,0%	2,2%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,5%
Altri settori n.c.a.	1,1%	1,0%	0,8%	0,7%	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%	0,8%	0,7%	0,5%	0,6%
Consumo energetico finale	2,7%	2,7%	2,7%	2,8%	2,6%	2,7%	2,8%	2,9%	2,9%	2,8%	2,9%	3,0%

La Figura 12 riporta il contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per settore di utilizzo nel periodo 2009-2021.

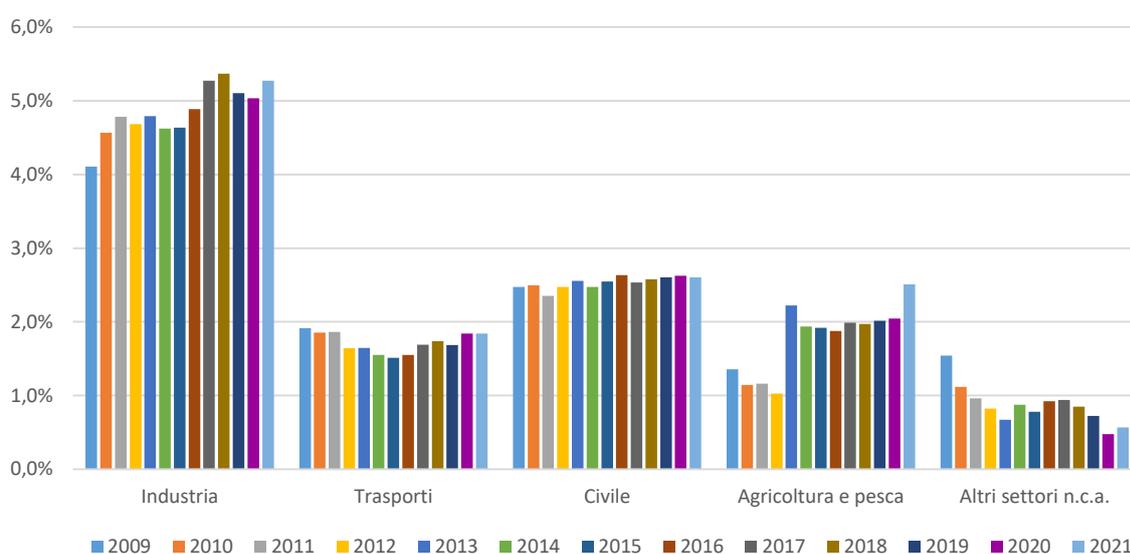


Figura 12 Contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per settore, anni 2009-2021 (%). Fonte: elaborazione ENEA

3.1.3 Quadro di sintesi: domanda e offerta di energia nel Friuli Venezia Giulia

Domanda e offerta di energia nel Friuli Venezia Giulia per gli anni 2009-2021 sono riportate in Figura 13. La domanda di energia finale nel 2021 è superiore ai livelli del 2009 (+3,7% nel periodo 2009-2021): osservando l'andamento nel periodo considerato, il consumo finale ha registrato un calo costante fino al 2014, anno in cui si evidenzia una riduzione importante (-8,9%), a cui è seguita una fase di crescita, con l'eccezione del 2020. Il calo dei consumi nel periodo 2009-2014 caratterizza tutti i settori finali, in particolare il settore trasporti (stradali e marittimi) e il settore civile. Negli anni 2014-2021 tutti i settori hanno mostrato una crescita dei consumi.

L'offerta di energia ha mostrato un andamento simile fino al 2018: riduzione dei consumi fino al 2014, crescita nella fase successiva fino al 2018 per poi mostrare un calo costante negli ultimi anni in contrapposizione alla crescita dei consumi finali con la conseguente riduzione della differenza tra consumo interno lordo e consumi finali di energia. Nel periodo 2009-2021 il consumo interno lordo si è

ridotto del 6,7% evidenziando una riduzione del peso del settore delle trasformazioni nella struttura della Regione.

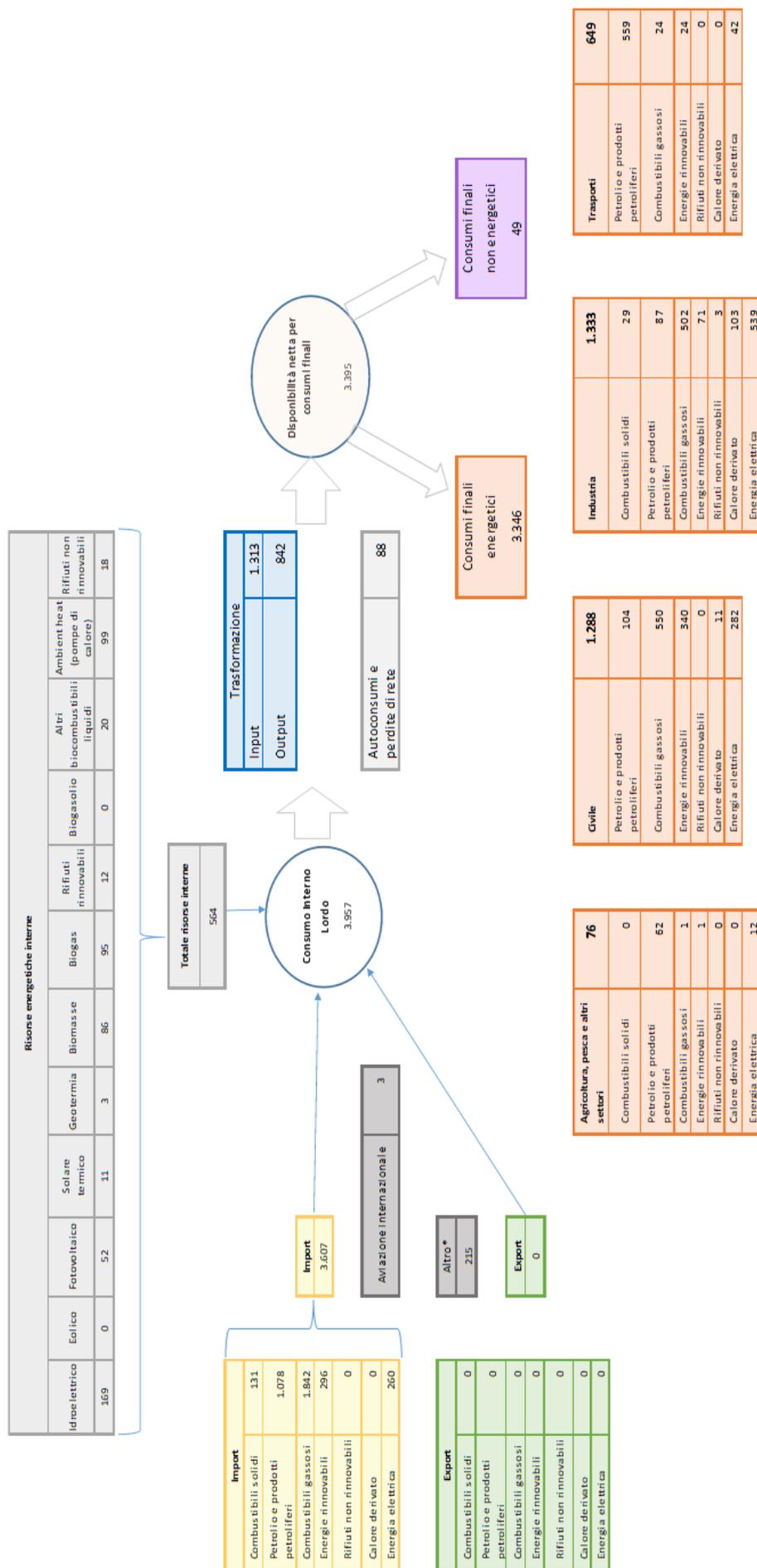
Il contributo della produzione regionale da fonte di energia primaria⁴ evidenzia la dipendenza energetica del Friuli Venezia Giulia dalle importazioni: la produzione primaria ha rappresentato nel periodo considerato circa il 10% del consumo interno lordo, negli ultimi anni il suo peso è in crescita avvicinandosi al 15% (14,3% nel 2021). La produzione primaria è riconducibile quasi esclusivamente alle energie rinnovabili (nel 2021 30% da idroelettrica, 18% da calore per ambienti generato dalle pompe di calore, 17% da biogas, 15% da biomasse e 9% da fotovoltaico).



Figura 13 Domanda e offerta di energia nel Friuli Venezia Giulia, anni 2009-2021 (ktep). Fonte: elaborazione ENEA

Il Bilancio Energetico Regionale in sintesi del Friuli Venezia Giulia per l'anno 2021 è riportato in Figura 14.

⁴ Una fonte di energia viene definita primaria quando è presente in natura e quindi non deriva dalla trasformazione di nessun'altra forma di energia. Rientrano in questa classificazione sia fonti rinnovabili (quali ad esempio l'energia solare, eolica, idroelettrica, geotermica, l'energia delle biomasse) che fonti esauribili, come i combustibili direttamente utilizzabili (petrolio grezzo, gas naturale, carbone) o l'energia nucleare. Si differenziano dalle fonti di energia secondaria in quanto queste ultime possono essere utilizzate solo a valle di una trasformazione di energia (come la benzina, in seguito a raffinazione chimica, o l'energia elettrica o l'idrogeno).



*Variazione scorte e bunkeraggi marittimi internazionali

Figura 14 Bilancio energetico regionale in sintesi – Friuli Venezia Giulia, 2021. Fonte: elaborazione ENEA

3.2 Intensità energetica

L'intensità energetica, definita dal rapporto tra consumo di energia e il Prodotto Interno Lordo (o il valore aggiunto di settore nell'indicatore settoriale), misura la quantità di energia necessaria per produrre una unità di PIL (o valore aggiunto) e può essere utilizzata per valutare l'efficienza energetica del sistema. Un andamento decrescente del rapporto indica una minore quantità di energia utilizzata per la produzione, valutata in termini monetari. È opportuno precisare che l'andamento dell'intensità energetica per un determinato territorio è funzione anche di variabili non legate all'efficienza energetica quali i cambiamenti strutturali dell'economia e lo stile di vita della popolazione (utilizzo dei mezzi di trasporto, comfort abitativo, ecc.), particolarmente influenti in periodi di crisi.

Nel 2021, l'intensità energetica primaria⁵ del Friuli Venezia Giulia è stata pari a 108,4 tep/M€₂₀₁₅⁶, in crescita di 2,8% rispetto al 2020, praticamente stabile rispetto al 2019 (+0,3%): nel periodo 2009-2021 la riduzione dell'intensità energetica primaria è stata di 8,2% (Figura 15). L'indicatore ha un andamento tendenzialmente decrescente (-8,2%) in cui si notano fasi di crescita e decrescita dell'intensità determinate dall'andamento combinato dei consumi energetici e del PIL: in particolare, nel periodo 2009-2014 il rapido calo è dovuto ad una riduzione dei consumi più intensa rispetto al PIL, determinato dalla riduzione del peso dei settori della trasformazione. I primi anni successivi al 2014 sono stati caratterizzati da una crescita dei consumi energetici (ripresa del settore trasformazioni, specialmente termoelettrico, e crescita dei consumi finali) maggiore del PIL. Gli ultimi anni si caratterizzano per una diminuzione importante tra 2018 e 2020 (-8,7%) determinata prima da un calo dei consumi nella trasformazione termoelettrica (-14% nel 2019) e aggravata nel 2020 dal calo dei consumi prodotto dalla pandemia di COVID-19: l'ultimo anno sembrerebbe dovuto alla ripresa dei consumi, soprattutto finali, dopo la pandemia.

L'intensità energetica finale ha avuto un andamento simile all'intensità energetica primaria fino al 2019 ma con una variabilità ridotta: nel 2021 l'intensità energetica finale del Friuli- Venezia Giulia è stata pari a 91,7 tep/M€₂₀₁₅ in crescita del 3,9% rispetto al 2020 e del 7% rispetto al 2019, +2,2% nel periodo 2009-2021. In particolare, la crescita degli ultimi 2 anni si deve ad una riduzione dei consumi finali nel 2020 inferiore alla riduzione del Pil, e ad una crescita dei consumi finali, soprattutto trasporti ed industria, superiore alla crescita del PIL.

⁵ Intensità energetica primaria è definita come il rapporto tra il Consumo Interno lordo e il PIL, l'intensità energetica finale è definita come il rapporto tra il consumo energetico finale e il PIL. Per l'analisi dell'intensità energetica settoriale al denominatore del rapporto è utilizzato il PIL per i settori trasporti e civile ovvero il valore aggiunto per i settori industria e agricoltura e pesca.

⁶ Le grandezze economiche, PIL e Valore Aggiunto, sono espresse a valori concatenati con anno di riferimento 2015: i valori concatenati sono una misura in volume degli aggregati di contabilità nazionale che permette di rappresentare la reale dinamica delle grandezze economiche al netto delle variazioni dei prezzi

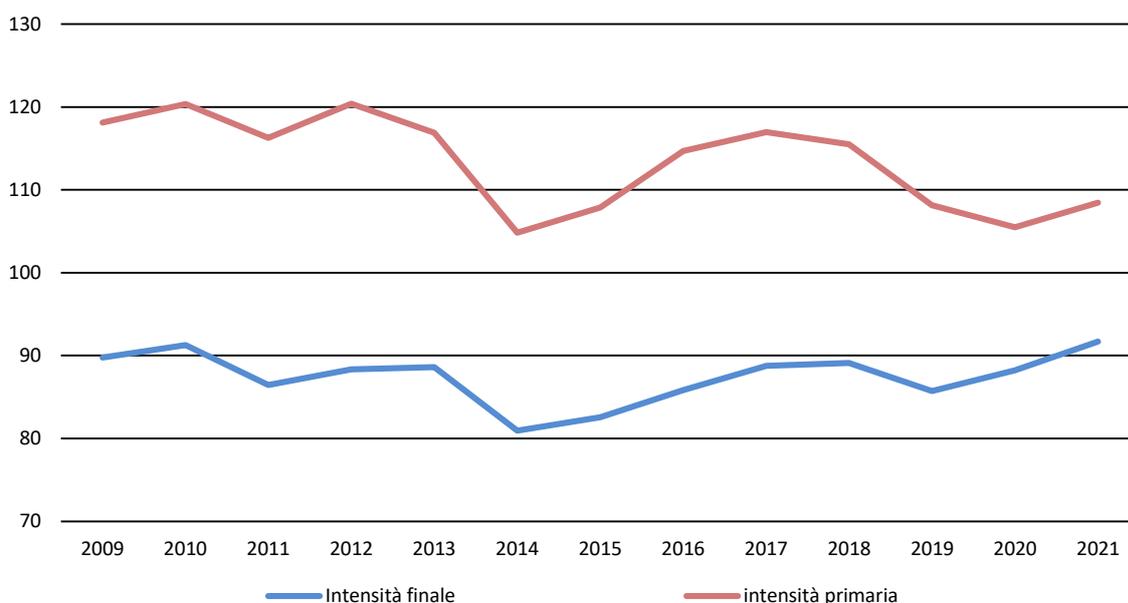


Figura 15 Intensità energetica primaria e intensità energetica finale del Friuli Venezia Giulia, anni 2009-2021 (tep/M€₂₀₁₅).
Fonte: Elaborazione ENEA

Nella Figura 16 sono riportati i valori dell'intensità energetica finale del Friuli Venezia Giulia, dell'Italia e dell'Unione Europea a 27 paesi. L'Italia presenta, come anche l'UE, un andamento decrescente dell'intensità energetica finale ma con valori inferiori alla media dei paesi dell'UE. L'intensità energetica finale del Friuli Venezia Giulia presenta un andamento simile all'intensità italiana fino al 2015 per poi proseguire in senso opposto: nel periodo 2009-2021 l'intensità energetica italiana si è ridotta di 7,1%, quella del Friuli Venezia Giulia è cresciuta di 2,2%.

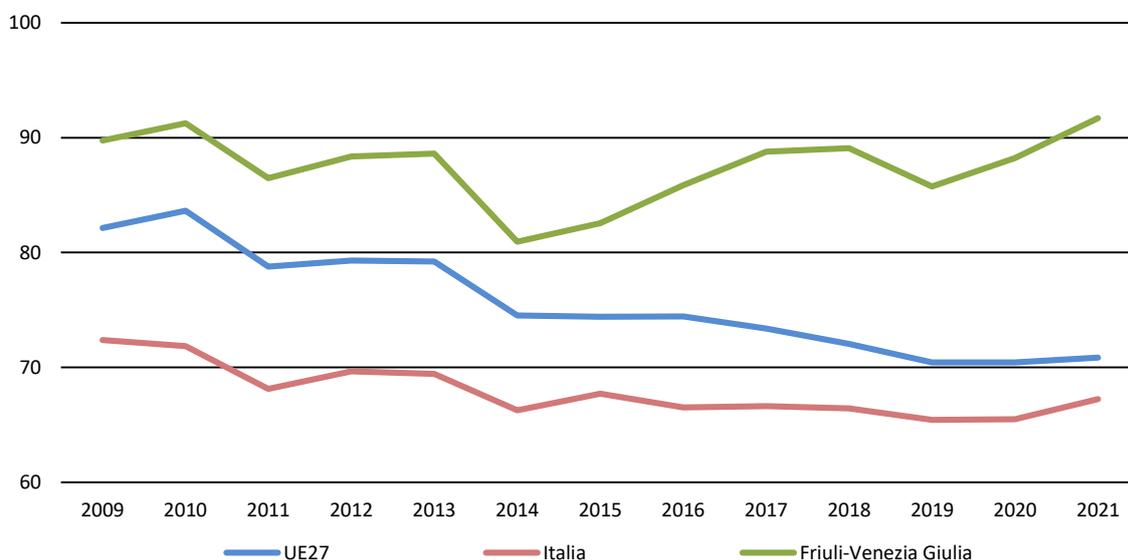


Figura 16 Intensità energetica finale di Friuli Venezia Giulia, Italia e Unione Europea, anni 2009-2021 (tep/M€₂₀₁₅). Fonte: Elaborazione ENEA

Nella figura e tabella seguenti, sono riportate le intensità energetiche finali dei singoli settori nel Friuli Venezia Giulia:

- **industria**, l'intensità è data dal rapporto tra consumi finali di energia e valore aggiunto di settore⁷, ha registrato una leggera crescita nel periodo 2009-2020, +1,3%, evidenziando fasi cicliche di aumento/riduzione con un andamento tendenzialmente decrescente fino al 2019. Nel periodo considerato i consumi energetici sono diminuiti dello 0,4% a fronte di un calo dell'1,6% del valore aggiunto;
- **trasporti**, l'intensità è data dal rapporto tra i consumi finali di energia e PIL, ha mostrato un andamento costantemente decrescente: nel periodo 2009-2021 la riduzione è stata del 14,5%;
- **civile**, l'intensità è data dal rapporto tra i consumi finali di energia e PIL, ha presentato un andamento oscillante intorno a 35 tep/M€₂₀₁₅ ma con cali improvvisi ed importanti nel 2011 (-13,6%) e nel 2014 (-14,45): nel periodo 2009-2021 la variazione dell'indicatore è stata di +0,6%.

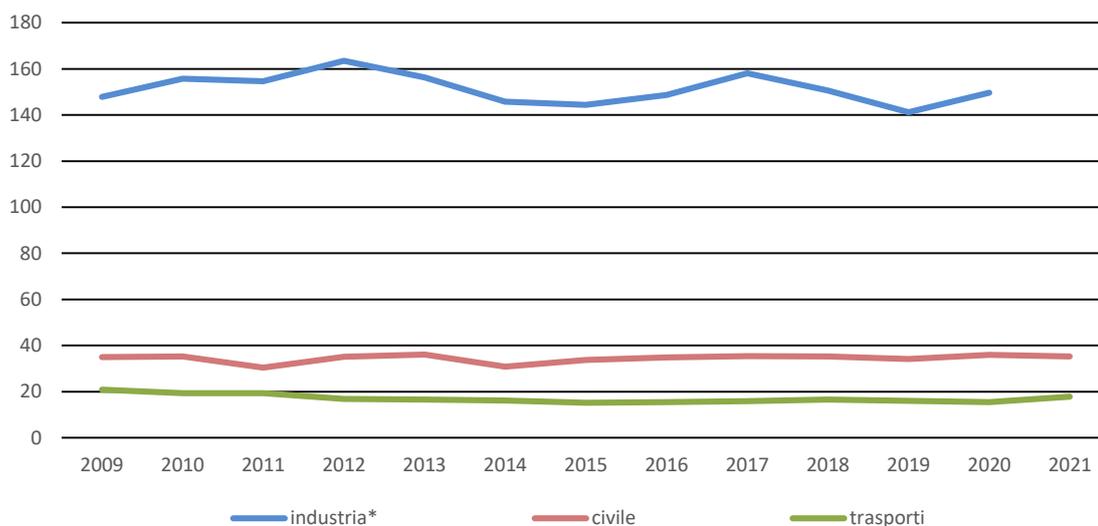


Figura 17 Intensità energetica finale per settore nel Friuli Venezia Giulia, anni 2009-2019 (tep/M€₂₀₁₅). Fonte: Elaborazione ENEA

Tabella 9 Intensità energetica finale per settore nel Friuli Venezia Giulia, anni 2010-2021 (tep/M€₂₀₁₅). Fonte: Elaborazione ENEA

Settore	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Industria*	155,8	154,7	163,5	156,3	145,8	144,3	148,6	158,1	150,6	141,2	149,7	155,8
Civile	35,3	30,4	35,1	36,1	30,9	33,8	34,8	35,4	35,3	34,2	36,0	35,3
Trasporti	19,3	19,3	16,8	16,6	16,2	15,3	15,4	15,9	16,6	16,1	15,5	17,8

*Include cokerie e raffinerie

3.3 Il Consumo energetico pro-capite

Il consumo energetico pro-capite è una misura dell'utilizzo dell'energia in rapporto alla popolazione. Come evidenziato per l'intensità energetica, l'andamento di tale indicatore per una determinata

⁷Sia il dato di consumo energetico che il valore aggiunto includono cokerie e raffinerie perché il valore aggiunto dell'industria (industria estrattiva, industria manifatturiera e costruzioni) non è disponibile a livello regionale.

popolazione è funzione di variabili legate oltre che all'efficienza energetica anche ai cambiamenti strutturali e allo stile di vita, particolarmente influenti in periodi di crisi.

Come si nota dalla tabella e figura seguenti, il consumo pro-capite sia primario che finale del Friuli Venezia Giulia presenta valori superiori a quelli italiani nel periodo di riferimento. Il consumo primario pro-capite ha mostrato nel Friuli Venezia Giulia un andamento decrescente nel periodo considerato ma alternando fasi di cali e di aumenti: una fase decrescente fino al 2014, seguito da una fase di crescita fino al 2018 e una nuova fase in diminuzione, evidenziando un andamento simile all'indicatore nazionale. Nel 2021 il consumo primario pro-capite nel Friuli Venezia Giulia è stato pari 3,3 tep/abitante in crescita rispetto al 2020 (+9,5%), prevedibile dopo la pandemia di COVID-19, e in calo rispetto al 2019 (-1,9%). Nel periodo 2009 – 2021 il consumo primario pro-capite nel Friuli Venezia Giulia si è ridotto del 5% mentre quello italiano del 10,7%.

Tabella 10 Confronto Italia – Friuli Venezia Giulia, consumo primario e finale pro-capite, anni 2010-2021 (tep/ab.). Fonte: EUROSTAT, ENEA

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Consumo primario pro-capite FVG	3,6	3,5	3,5	3,4	3,0	3,2	3,4	3,5	3,5	3,4	3,0	3,3
<i>Variazione % annua</i>	4,9	-3,1	-1,0	-2,9	-10,6	5,1	6,6	4,1	0,4	-5,4	-10,4	9,5
Consumo primario pro-capite Italia	3,0	2,9	2,7	2,6	2,5	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,4	2,6
<i>Variazione % annua</i>	2,0	-3,6	-4,2	-4,0	-5,5	4,0	-0,7	3,6	-1,4	-0,8	-8,6	9,3
<i>Variazione % annua FVG/Italia</i>	22,8	23,5	27,5	28,9	22,0	23,3	32,4	33,1	35,5	29,2	26,7	27,0
Consumo finale pro-capite FVG	2,8	2,6	2,6	2,6	2,3	2,4	2,5	2,7	2,7	2,7	2,5	2,8
<i>Variazione % annua</i>	4,7	-5,0	-2,3	0,3	-8,9	4,2	4,3	5,6	2,1	-2,8	-5,4	10,7
Consumo finale pro-capite Italia	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,7	1,9
<i>Variazione % annua</i>	0,5	-4,9	-1,1	-2,4	-4,7	3,1	-0,3	2,0	0,8	-0,8	-8,6	10,6
<i>Variazione % annua FVG/Italia</i>	33,8	33,8	32,0	35,7	29,6	31,1	37,0	41,8	43,6	40,7	45,6	45,7

Nel periodo 2009–2021, il consumo finale pro-capite della Regione ha presentato un andamento simile a quello primario e all'indicatore nazionale: la variazione complessiva nel Friuli Venezia Giulia è stata di +5,7% contro -6,8% in Italia.

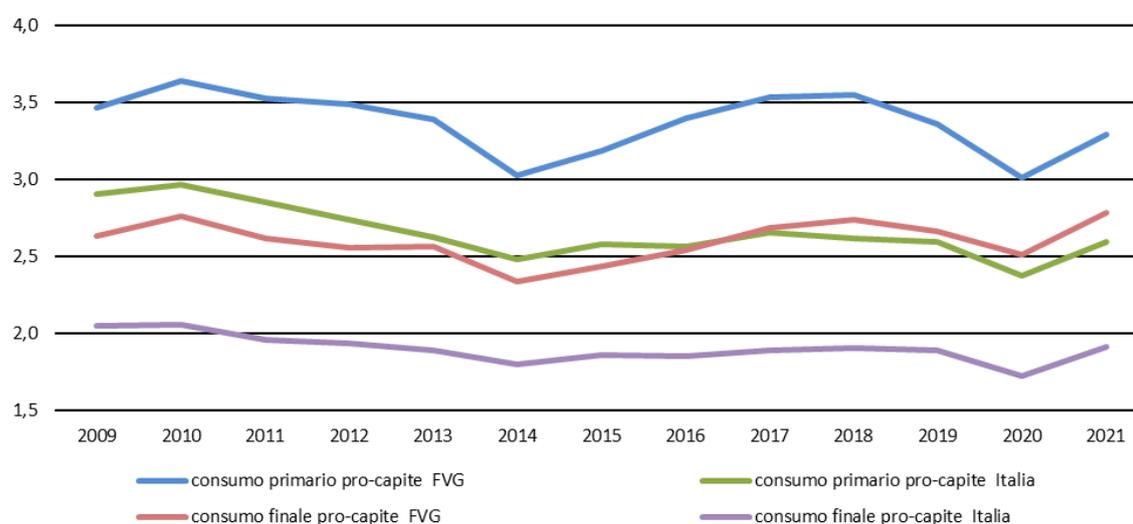


Figura 18 Confronto Italia – Friuli Venezia Giulia, consumo primario e finale pro-capite, anni 2009-2021 (tep/ab.). Fonte: EUROSTAT, ENEA

Capitolo 4. Gli scenari di Piano

Con il supporto di ENEA, la Regione FVG ha attentamente valutato l'analisi dei possibili scenari derivati dalle indicazioni della legislazione europea e nazionale.

La metodologia impiegata da ENEA per lo sviluppo degli scenari di Piano è mutuata dal lavoro Martini e Fiorini (2020), a cui si fa riferimento per una diffusa trattazione. Il lavoro illustra una metodologia di "regionalizzazione di scenari nazionali" attraverso l'utilizzo di dashboard analitiche e un modello econometrico multiregionale. Di seguito sono riportati i punti fondamentali relativi all'utilizzo della procedura.

La dashboard utilizzate per la costruzione e la presentazione dei risultati offre una rappresentazione semplificata delle sezioni del bilancio energetico sia nazionale che regionale, con l'aggiunta di una stima delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) e di una rappresentazione del burden sharing regionale in linea con l'approccio adottato dal GSE per il monitoraggio, che viene applicato anche agli anni prima del 2020 ancora non monitorabili e ai dati di scenario.

Rispetto al bilancio, la rappresentazione è definita semplificata in quanto non è disponibile il dettaglio delle fonti energetiche del Bilancio Energetico Regionale (BER) in versione estesa o il dettaglio di ognuno dei settori e sotto-settori di uso finale.

La dashboard è strutturata come segue:

- Nella sezione dedicata all'Italia, i livelli storici dei principali driver socio-economici, delle variabili energetiche e delle emissioni sono stati ricavati da Istat, dal Bilancio Energetico Nazionale pubblicato da Eurostat e dallo Scenario EUREf2020. Per quanto riguarda i dati di proiezione al 2030, 2040 e 2050, la sezione italiana dello Scenario Riferimento è ricavata dai valori riportati sul prospetto EUREf2020. L'unica differenza consiste nella definizione dei consumi finali dettagliati per fonte e settore. Mancando in EUREf2020 l'informazione congiunta "settore-fonte" è stata presa in considerazione l'informazione riportata nel documento strategico interministeriale "Strategia Italiana di Lungo Termine sulla Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra",

pubblicato nel gennaio del 2021. Ciò, sia per il caso dello Scenario Riferimento, per cui è stata persa l'ipotesi "baseline" della Strategia che per lo Scenario Green Deal, per la quale si è fatto riferimento all'ipotesi "decarbonizzazione";

- Nella parte relativa alla Regione Friuli Venezia Giulia, i dati storici sono ricavati da diverse fonti: bilanci regionali elaborati da ENEA, Terna, ISPRA, GSE. In un unico caso l'informazione storica è stimata, anche per garantire maggiore coerenza con i valori di scenario: si tratta delle emissioni di CO₂ della generazione elettrica. Le proiezioni dei driver regionali, ovvero della popolazione, del Prodotto Interno Lordo (Pil) e dei valori aggiunti settoriali, sono le stesse derivate per il modello multiregionale proposto in Martini e Fiorini (2021). In estrema sintesi, per esigenze di coerenze tra driver nazionali e driver regionali: (i) la stima della popolazione è stata effettuata applicando alla stima nazionale riportata da EURef2020 le percentuali della regione Friuli Venezia Giulia rispetto all'Italia ricavabili dalle previsioni Istat della popolazione residente a livello regionale, (ii) i driver economici sono costruiti correggendo i tassi di variazione nazionali per il peso assunto dal Friuli Venezia Giulia rispetto al totale delle regioni, rilevato su base storica. Nel caso del valore aggiunto, è preso in considerazione anche il peso che il settore assume, all'interno della Regione, rispetto agli altri settori. I metodi garantiscono dunque di distribuire la variazione attesa in un driver nazionale proporzionalmente rispetto al contributo che ciascuna Regione può apportare;
- Le proiezioni del consumo interno lordo e di generazione elettrica, laddove non è stato possibile integrare informazioni più accurate (e.g. peculiarità dell'eolico off-shore), sono assunte in linea con la tendenza nazionale. I consumi finali per fonte e per settore sono ottenuti con lo stesso approccio ma applicando correttivi regionali in funzione dell'andamento dei principali driver. In particolare: (i) popolazione, valore aggiunto nel settore servizi e valore aggiunto nel settore agricolo per il comparto di consumo finale civile, (ii) valore aggiunto industriale per il settore industria e (iii) popolazione e prodotto interno lordo per il settore trasporti;
- Le peculiarità che distinguono lo Scenario Green Deal dallo Scenario Riferimento Nazionale (e per derivazione, per gli scenari del Friuli Venezia Giulia) è l'assunzione di quanto noto, alla data dell'aggiornamento, sugli obiettivi che l'Italia intende perseguire per raggiungere gli obiettivi finali al 2050 del Green Deal Europeo e gli obiettivi intermedi, al 2030, rilanciati dalla "Fit for 55".
- Le emissioni regionali di scenario sono stimate a partire da coefficienti di emissione forniti da ISPRA. Si noti che le emissioni di CO₂ non sono al netto degli assorbimenti;
- La scelta del 2021 come ultimo anno osservato, prima della proiezione, è motivata dalla eccezionalità rappresentata dal 2020. Relativamente ai driver economici (prodotto interno lordo e valore aggiunto settoriale), l'impatto recessivo del COVID-19, dovuto prevalentemente alle misure di lock-down, condizionerebbe il livello e i tassi di variazione attraverso i quali sono costruite le proiezioni.

4.1 Analisi scenari regionali

La tabella seguente mostra l'evoluzione della popolazione e del PIL tra il 2021 (anno di riferimento) e il 2045 negli scenari realizzati. Si nota come la popolazione sia in contrazione registrando circa 6% di individui in meno nel 2045 rispetto all'anno di riferimento ed un incremento del PIL del 24%.

Tabella 11 Evoluzione della popolazione e del PIL tra il 2021 (anno di riferimento) e il 2045 per il Friuli Venezia Giulia

		2021	2030	2040	2045
Popolazione	Abitanti	1.201.510	1.180.919	1.159.825	1.133.201
PIL	Mln Euro (2015)	36.490	38.984	42.134	45.256

La tabella che segue mostra il valore storico 2021 e i tassi di crescita dei Valori Aggiunti (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 forniti dallo scenario di riferimento europeo la cui elaborazione si è conclusa nel 2021, nonché l'andamento del PIL raccomandato dalla Commissione europea.

Tabella 12 Evoluzione dei Valori Aggiunti settoriali [Fonte: valori storici: Eurostat, elaborazione su dati Eurostat e PRIMES]

		2021	2030	2040	2045
V.A. Agricoltura	Mln Euro (2015)	31.034	33.757	33.766	33.778
V.A. Servizi	Mln Euro (2015)	1.106.807	1.236.365	1.369.952	1.557.995
V.A. Industria	Mln Euro (2015)	301.903	330.187	361.121	394.953

Sulla base di questi dati sono stati sviluppati gli scenari regionali: il primo (REF) è quello di riferimento e corrisponde allo scenario di riferimento del PNIEC 2023 che considera una continuità delle politiche energetiche attuate al 2021; il secondo (A) corrisponde alle traiettorie delle politiche messe in atto dal PNIEC 2023. Il Piano Nazionale Energia e Clima promuove la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale attraverso due leve principali: il cambiamento tecnologico e i conseguenti processi di efficientamento e la progressiva sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili.

Il terzo scenario (B) è quello che adatta gli obiettivi dell'iniziativa Repower EU della Commissione Europea ai parametri definiti dal PNIEC 2023. Come si osserva dal grafico del Consumo finale lordo (Figura 19) e dalle tabelle del consumo interno lordo (Tabella 13) e delle emissioni di CO₂ (Tabella 14), che riportano le proiezioni fino al 2045 dello scenario di Riferimento confrontato con lo scenario PNIEC e Repower EU, quest'ultimo risulta il più ambizioso in termini di riduzione dei consumi finali regionali.

Gli scenari contenuti nel nuovo PNIEC non tengono conto di un azzeramento totale della componente fossile del mix energetico, nonostante il notevole livello di abbattimento raggiunto al 2040. Questo è quanto risulta dal documento, anche prendendo in considerazione l'attuazione delle politiche previste. Assumendo un approccio conservativo, in cui la proiezione al 2045 è effettuata attraverso il tasso di variazione osservato negli intervalli temporali precedenti, non si perviene dunque ad una decarbonizzazione totale. Questo influisce maggiormente nei settori industriali, la cui riduzione dei consumi finali è meno pronunciata. Questo, dato l'approccio metodologico scelto, ha un riflesso sui risultati di scenario, compreso quello RePower EU (B), delle Regioni che sono chiamate a contribuire al dato nazionale.

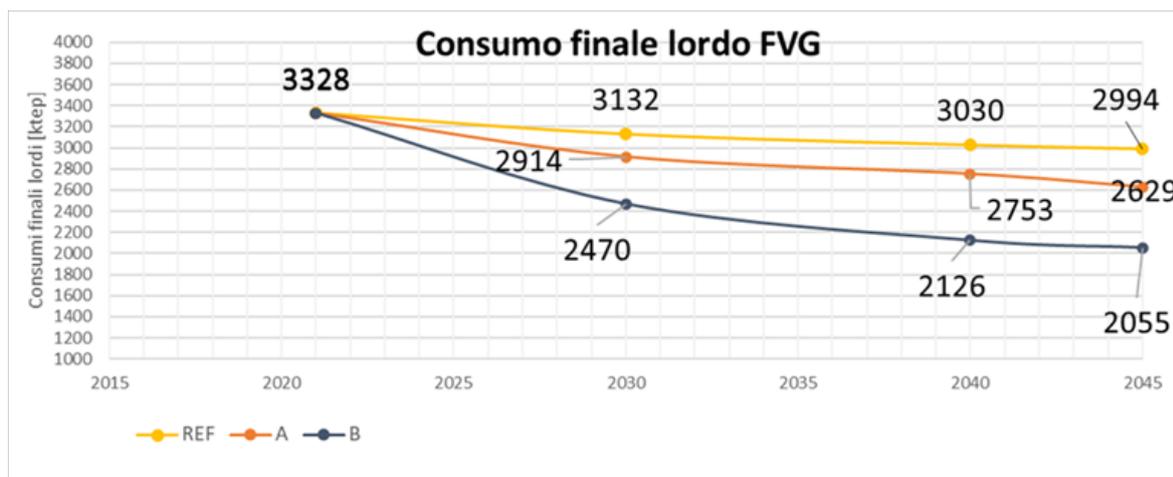


Figura 19 Andamento del consumo finale lordo [ktpep] FVG per i tre scenari sviluppati.

Tabella 13 Consumi interni lordi [ktpep] FVG per i tre scenari regionali sviluppati.

CIL FVG [ktpep]	2021	2030	2040	2045
Riferimento (REF)	151	137	133	129
PNIEC (A)	151	128	123	119
Repower EU (B)	151	133	119	115

Tabella 14 Emissioni di CO₂ [ktCO₂] FVG per i tre scenari regionali sviluppati

Emissioni CO ₂ stimate [ktCO ₂]	2021	2030	2040	2045
Riferimento	333	278	254	244
PNIEC	333	232	181	140
Repower EU	333	199	102	45

Per poter raggiungere l'obiettivo al 2045 di decarbonizzazione del territorio, come dichiarato nella legge FVGreen, la Regione ha stabilito che lo scenario obiettivo da perseguire sarà quello allineato al Repower EU (B). Di seguito si riportano le analisi dei potenziali di raggiungimento degli obiettivi per settore energetico: Settore Fonti Energetiche Rinnovabili, Settore Civile, Settore Industriale e Settore Trasporti.

4.2 Fonti energetiche rinnovabili

4.2.1 Settore bioenergie

Per la valutazione del potenziale energetico derivabile dalla biomassa è essenziale fare una prima analisi della disponibilità della risorsa su tutto il territorio regionale.

L'analisi è complessa, dal momento che il flusso del materiale oggetto di studio non è, nella maggioranza dei casi, soggetto a qualche tipo di registrazione. Nel presente paragrafo si riporta una stima della reperibilità delle principali risorse riutilizzabili ai fini energetici in maniera diretta, tramite la combustione, ma anche indiretta, tramite la produzione di biogas da utilizzare come combustibile in generatori di energia termica, o in motori o turbine.

La prima fonte di dati è derivata dal progetto condotto da ENEA, che ha reso disponibile il portale WebGIS, noto come Atlante delle Biomasse (<http://atlantebiomasse.brindisi.enea.it/atlantebiomasse/index.html>), dove sono riportate, per diverse annualità, la disponibilità potenziale, in particolare il potenziale teorico, definito come la massima quantità di biomassa potenzialmente disponibile in un territorio, di diverse tipologie di biomasse, sia residuali come scarti agro-industriali, FORSU (Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani), ecc., e biomasse primarie come incremento forestale sostenibile al prelievo, potenziale, in termine di t/ha, di alcune colture energetiche. Si rimanda ai rapporti tecnici Motola et al. 2009⁸ e Pierro et al. 2021⁹ per un maggior approfondimento della metodologia applicata per il calcolo e l'elaborazione del portale WebGIS.

La Figura 20 mostra i dati inerenti la disponibilità potenziale di alcune biomasse a scala nazionale, aggiornate al 2021.

RIFIUTI			AGROFORESTALI			AGROINDUSTRIALI					
FORSU (kt/y)	Fanghi di depurazione urbana (kt/y)	Fanghi di depurazione industriale non pericolosi (kt/y)	Incremento forestale (kt/y)	Paglia (kt _{s.s.} /y)	Potature (kt _{s.s.} /y)	Buccia pom. (kt _{s.s.} /y)	Gusci (kt _{s.s.} /y)	Lolla (kt _{s.s.} /y)	Pastazzo (kt _{s.s.} /y)	Sansa (kt _{s.s.} /y)	Vinaccia (kt _{s.s.} /y)
~7.400	~3.400	~780	~26.000	~14.000	~4.000	~50	~90	~300	~330	~510	776

Figura 20: Disponibilità potenziale di biomasse a scala nazionale (2021)

Al fine della quantificazione delle biomasse potenzialmente disponibili in Friuli Venezia Giulia e utilizzabili per scopi energetici, sono state analizzate:

- residui agro/industriali: tale categoria comprende paglia di cereali, lolla di riso, olio vegetale producibile da colture energetiche, potature, sansa da produzione di olio di oliva, noccioli di frutta e vinaccia;
- rifiuti derivanti da raccolta differenziata;
- residui della lavorazione del legno;
- legno da demolizione e da costruzione;
- reflui zootecnici;
- biomassa forestale;
- residui da gestione del verde urbano.

La metodologia utilizzata per la determinazione della disponibilità delle biomasse è quella sviluppata da ENEA nell'ambito di un accordo di programma ENEA - Ministero dello Sviluppo Economico. La stima ha riguardato l'analisi della disponibilità locale annua di biomassa residuale. Le fonti di biomassa residuale in un dato territorio possono essere innumerevoli e di diversa natura. Data questa variabilità, la stima dei quantitativi ricavabili annualmente non è affatto semplice ed è spesso soggetta a grande incertezza. La metodologia fa riferimento a criteri di indagine già ampiamente validati in ENEA, opportunamente ampliati ed aggiornati. Tra le molte variabili che influiscono sul reale ammontare annuo di biomassa

⁸ Motola V. et al., «Censimento potenziale energetico biomasse, metodo indagine, atlante biomasse su web-gis,» 2009. [Online]. Available: https://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/censimento-biomasse/rse167.pdf. [Consultato il giorno 07 settembre 2023].

⁹ N. Pierro, A. Giocoli, V. Motola e S. Dipinto, «Valutazione disponibilità biomasse agro-industriali a livello nazionale e loro pubblicazione sul portale Webgis atlante delle biomasse,» ENEA, Roma, 2021.

residuale disponibile ci sono i fattori climatici, la produttività delle colture agricole, la quantità di residui effettivamente prodotta, quella effettivamente utilizzabile e quella già destinata ad altri scopi. La metodologia applicata valuta il potenziale teorico, il quale rappresenta la massima quantità di biomassa potenzialmente disponibile in un territorio. Tale potenziale non include alcuna valutazione di aspetto ambientale e economico, ad esempio per quanto riguarda gli usi alternativi delle stesse materie. Questo approccio metodologico colloca la disponibilità di biomasse nei territori di produzione del prodotto di riferimento, ma in realtà i residui agroindustriali si collocano quantitativamente a valle del processo di trasformazione presso le industrie di lavorazione.

Pertanto, nel quadro di questo studio, si è fatto riferimento al potenziale teorico, astenendosi da qualsiasi analisi economica e questioni di mercato e politiche, come i confronti con i futuri usi concorrenti.

I dati utilizzati per la valutazione della biomassa potenzialmente disponibile sono:

- **Prodotto:** (Prodotto principale della coltura considerata).
- **Sottoprodotto (SI):** (Sottoprodotto principale della coltura).
- **Superficie in produzione:** (Superficie occupata dalla coltura in grado di fornire prodotto: dato statistico Istat 2021¹⁰).
- **Produzione raccolta:** (Massa di prodotto raccolto sulla superficie in produzione; t/anno di tal quale: dato statistico Istat 2021).
- **Sottoprodotto/Prodotto:** (Rapporto tra le masse di prodotto principale e di sottoprodotto principale della coltura).
- **Umidità:** (Contenuto medio in acqua del sottoprodotto principale al recupero; % sul tal quale).

La procedura utilizzata è:

Disponibilità lorda sottoprodotto = [(**Produzione raccolta**) x (**Sottoprodotto/Prodotto**) x [(1 – (**Umidità** / 100))].

Riassumendo, per definire con ragionevole accuratezza le quantità di scarti agricoli prodotti, è stato necessario ricorrere a metodi di stima basati sulla conoscenza del rapporto esistente tra le produzioni principali ed il residuo associato. Per il prodotto principale, l'ISTAT stima annualmente le produzioni agricole. Il residuo normalmente è lasciato sul campo, eventualmente sminuzzato per favorire la sua umificazione, o utilizzato nella zootecnia o in altri settori. La metodologia ENEA ha permesso di passare dalla conoscenza delle produzioni agricole principali pubblicate su ISTAT alla stima dei quantitativi di residui attraverso fattori di conversione rilevati sul campo. Per prima cosa sono state selezionate le colture da prendere in esame. I sottoprodotti colturali considerati sono stati le paglie di cereali, le potature di alberi da frutto, di ulivo, di vite, i gusci di frutta secca, il pastazzo degli agrumi, la sansa derivante dalla molitura delle olive da olio e la vinaccia derivante dalla filiera uva-vino.

A livello di definizione spaziale i dati ISTAT hanno consentito di avere una localizzazione delle biomasse fino al livello provinciale. Tale dettaglio consente una facile definizione dei distretti potenzialmente interessanti per l'avvio di azioni volte allo sviluppo di filiere locali virtuose.

¹⁰ ISTAT. [Online]. Available: <http://dati.istat.it/>. [Consultato il giorno 07 settembre 2023].

4.2.1.1 Residui Agro/Industriali

I dati sulla disponibilità di biomassa a livello regionale sono distribuiti a scala provinciale e calcolati utilizzando fattori di conversione tra prodotto principale e residuo agroindustriale, ricavati da stime quantitative delle frazioni componenti i residui agroindustriali, basati su prelievi campione nelle industrie di trasformazione (cantine vinicole, frantoi, industrie di trasformazione. ecc.). La distribuzione dei potenziali è quindi stata allocata sulle province di raccolta ma, fatta eccezione per le paglie e le potature che sono raccolte sul campo agricolo, bisogna precisare che i quantitativi di residuo agroindustriali sono presenti a valle dei centri industriali di trasformazione, che possono essere anche in regioni diverse rispetto alle aree di raccolta agricola. Per il calcolo della disponibilità effettiva delle biomasse bisogna considerare infatti l'attuale impiego dei residui prima di valutarne i benefici di una diversa destinazione d'uso. Attualmente le paglie vengono utilizzate principalmente nel campo della zootecnia come cibo e/o lettiera per animali. Per le potature invece, solo una minima parte viene recuperata come legna da ardere; la quasi totalità viene trinciata ed interrata in loco o in alcuni casi allontanata dalla coltivazione e bruciata. È importante menzionare che alcuni residui come le sansi hanno oggi una commercializzazione e un utilizzo pressoché completo spesso nell'ambito dei frantoi oleari dove vengono prodotte. Infatti tali opifici possono usare la sansa come combustibile tal quale, separare il nocciolino da destinare a combustione diretta o pelletizzazione, fermentare le bucce per ottenere biogas, usare la sansa tal quale o il digestato come ammendante nei terreni agricoli. Le sansi sono oggi impiegate per l'uso energetico e la loro limitata disponibilità, unita alla elevata quotazione di mercato, intorno ai 120/140 € a tonnellata, non le rende facilmente acquisibili dal mercato. Un maggiore contributo alla disponibilità di tale biomassa potrebbe derivare dallo sviluppo delle tecnologie di estrazione dell'olio a 2 fasi, le quali comportano una produzione di sansa molto più umida di quella che esce dal processo a 3 fasi e quindi meno appetibile per gli attuali piccoli utilizzatori di sansa. Ciò renderebbe disponibili maggiori quantità di sansa, con un discreto potere calorifico, a prezzi notevolmente più bassi. Anche le vinacce hanno un utilizzo nelle distillerie per produrre grappe, utilizzate da impianti per la produzione di biomateriali ad alto valore aggiunto, i semi poi possono essere utilizzati per l'estrazione di olio di vinaccioli, applicato nel campo della cosmesi. Diversi studi e progetti, sia nazionale (es. Progetto Biomasse ENAMA¹¹) che internazionali (S2biom project¹²; Biomass flows in the European Union elaborata dal Joint Research Center¹³) hanno ipotizzato quale possa essere il potenziale realmente disponibile di biomassa per scopi energetici e/o bio-based material. Dall'analisi bibliografica risulta che per le paglie la percentuale che può essere prelevata in modo sostenibile per scopi diversi dall'attuale utilizzo è circa il 40% del totale, mentre per le potature tale percentuale varia tra il 45-50%. Per le altre biomasse agroindustriali valutate, dall'analisi risulta che per la vinaccia attualmente viene utilizzato circa il 33% del prodotto totale. Per i pastacci di agrumi, attualmente viene usato solo il 10-15% del totale.

Nella tabella sottostante si riportano i dati inerenti la disponibilità di biomasse agro/industriali, a scala provinciale, per la Regione Friuli Venezia Giulia, aggiornati all'anno 2021

¹¹ ENAMA, «Progetto Biomasse», 2011. [Online]. Available: <https://www.progettobiomasse.it/>. [Consultato il giorno 07 Settembre 2023].

¹² S2Biom project. [Online]. Available: <https://www.s2biom.eu/en/>. [Consultato il giorno 03 Novembre 2020].

¹³ Gurría P. et al., «Biomass flows in the European Union: The EU Biomass Flows tool, version 2020», EUR 30454 EN, Publications Office 2020, 2020.

Provincia	Gusci (t _{s.s.})	Lolla (t _{s.s.})	Olio Vegetale (t)	Paglia (t _{s.s.})	Potature (t _{s.s.})	Sansa (t _{s.s.})	Noccioli (t _{s.s.})	Vinaccia (t _{s.s.})
Udine	8	17	13.483	266.502	46.932	9	59	9.337
Gorizia	1	0	1.495	16.951	17.270	3	13	3.591
Trieste	0	0	0	0	1.159	6	0	239
Pordenone	3	0	6.030	110.958	53.702	4	3	10.774
TOTALE	12	17	21.008	394.411	119.063	22	75	23.941

Tabella 15: Disponibilità di biomasse residuali agro/industriali anno 2021 in Friuli Venezia Giulia

4.2.1.2 Rifiuti derivanti da Raccolta Differenziata

La stima dei quantitativi di rifiuti, derivanti dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani, deriva dal database dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), ente deputato per legge, alla raccolta dei dati inerenti la produzione, gestione e smaltimento dei rifiuti. Si riportano nella Tabella 21 i dati, a scala provinciale, delle matrici idonee ad essere utilizzate per scopo energetico aggiornate al 2021, ed in particolare sono:

- Carta e cartone
- Frazione Organica (FORSU)
- Legno

Provincia	Carta e cartone (t)	Frazione Organica (t)	Legno (t)
Udine	32.819	74.982	14.632
Gorizia	7.869	20.400	3.506
Trieste	10.483	14.227	4.088
Pordenone	19.478	54.196	7.663
TOTALE	70.649	163.806	29.889

Tabella 16: Dati, a scala provinciale, delle matrici idonee ad essere utilizzate per scopo energetico aggiornate al 2021 in Friuli Venezia Giulia

4.2.1.3 Residui Legnosi

Un'altra biomassa interessante per scopo energetico sono i residui legnosi quali gli imballaggi legnosi come pallet, cassette, casse, gabbie e bobine. In Italia il consorzio Rilegno¹⁴ si occupa della raccolta e della valorizzazione di tali residui. Nel 2022 a scala nazionale sono stati raccolti più di 1.700.000 t. In Friuli Venezia Giulia sono state raccolte più di 35000 t di tale tipologia di residui. La maggior parte di tale

¹⁴ C. Rilegno. [Online]. Available: <https://www.rilegno.org/>. [2023].

biomassa viene già attualmente utilizzata da altri settori produttivi, in particolare dalle aziende che producono mobili. Si stima che solo il 3% di tale feedstock possa essere disponibile per scopi energetici. Si può quindi stimare che siano potenzialmente disponibili in regione circa 1000 t di tale biomassa.

4.2.1.4 Legno da demolizione e da costruzione

È stata effettuata anche una valutazione inerente la disponibilità teorica di residui legnosi derivanti da attività di demolizione e costruzione. Come fonte dati è stato utilizzato il progetto europeo H2020 denominato BioReg¹⁵, il cui scopo principale è di creare una piattaforma di stakeholder per influenzare e sviluppare le loro regioni verso industrie e prodotti a base biologica. Nell'ambito di tale progetto è stato creato un portale WebGIS¹⁶, interrogabile, in cui è possibile acquisire diversi dati, tra cui la quantità di residui legnosi derivanti da demolizioni e da costruzioni, a scala regionale (definita NUTS 2 a livello europeo), per tutta l'Europa. Inerente la Regione Friuli Venezia Giulia, si è stimata una disponibilità pari a 34.800 t di tali residui.

4.2.1.5 Reflui zootecnici

I reflui zootecnici rappresentano un feedstock interessante per le sue diverse applicazioni, tra le quali ad esempio la produzione di biometano attraverso digestione anaerobica. Esso inoltre rientra nell'allegato 9 della direttiva RED II, ossia i biocarburanti prodotti dalle matrici elencate in tale allegato vengono definiti come "biocarburanti avanzati double counting" poiché, in virtù di una loro maggiore sostenibilità, gli incentivi sono calcolati in rapporto al doppio del contenuto energetico che riescono a fornire. Per la valutazione del potenziale di reflui zootecnici presenti in Regione, si è fatto riferimento alla banca dati del Sistema Informativo Veterinario (https://www.vetinfo.it/j6_statistiche/index.html#/). In tale portale vengono riportati il numero di capi, suddivisi tra bovini, bufalini, caprini, ovini, maiali, cinghiali e avicoli, presenti per ogni Regione in Italia. I dati inerenti il Friuli Venezia Giulia, aggiornati al 31/12/2020, sono riportati nella Tabella 22.

Bovini	Bufalini	Caprini	Ovini	Maiali	Cinghiali	Avicoli
75.351	1.035	7.402	18.219	245.395	62	5.619.884

Tabella 17: Numero di capi, suddivisi per categoria, in Friuli Venezia Giulia

Per il calcolo dei reflui zootecnici potenzialmente disponibili si è fatto riferimento al lavoro di N.Scarlat et al. 2018 (<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.035>). È possibile quindi stimare un potenziale di reflui zootecnici di 1.606.312 t, pari a 170.193 t_{s,s}, (tonnellate di sostanza secca).

¹⁵ A. t. P. o. W. W. i. E. R. Bioreg. [Online]. Available: <https://www.bioreg.eu/>. [2023].

¹⁶ Bioreg. [Online]. Available: <https://www.bioreg.eu/platform/>. [2023].

4.2.1.6 Biomassa Forestale

Per quanto riguarda lo sfruttamento di biomassa forestale per scopi energetici, bisogna prima di tutto far riferimento alle leggi che regolano lo sfruttamento, in generale, di tale tipologia di biomassa, in particolare:

- **Regolamento LULUCF, regolamento (UE) 2018/841:** regolamento relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia. Esso è in linea con l'accordo di Parigi, che indica il ruolo fondamentale del settore dell'uso del suolo nel raggiungere gli obiettivi a lungo termine per la mitigazione del clima. All'interno del Regolamento è sancito il principio denominato "no-debit rule" il quale prevede che gli Stati membri si impegnino a garantire che le emissioni contabilizzate di gas a effetto serra derivanti dall'uso del suolo siano interamente compensate da una rimozione equivalente di CO₂ attraverso le azioni messe in atto nel settore. Sebbene gli Stati membri abbiano già in parte assunto questo impegno individualmente nell'ambito del protocollo di Kyoto fino al 2020, il regolamento sancisce per la prima volta l'impegno nella legislazione dell'UE per il periodo 2021-2030. Inoltre, lo scopo è esteso dalle sole foreste a tutti gli usi del suolo (e comprese le zone umide entro il 2026). Il regolamento prevede che, entro il 31 dicembre 2018, gli Stati membri presentino alla Commissione i loro piani nazionali di contabilizzazione forestale, che includono un livello di riferimento proposto per le foreste, per il periodo dal 2021 al 2025.
- **Piano di Contabilità Forestale Nazionale (REF):** è stato redatto nel quadro del Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018 sull'inclusione delle emissioni di gas a effetto serra e assorbimenti dall'uso del suolo, cambiamenti di uso del suolo e silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia (Regolamento LULUCF). Il Piano contiene il livello di riferimento forestale (FRL) per l'Italia inerente il periodo dal 2021 al 2025. La FRL italiana per il periodo 2021-2025 è pari a -19.656,1 kt CO₂ eq./anno. Ciò corrisponde all'annuale valore medio delle emissioni e degli assorbimenti aggregati di CO₂, CH₄ e N₂O nei terreni forestali gestiti.
- **Strategia Forestale Nazionale (REF):** è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale il 9 febbraio 2022 e rappresenta uno strumento adottato a beneficio del patrimonio forestale italiano, nell'interesse collettivo. La sua missione è di portare il Paese ad avere foreste estese e resilienti, ricche di biodiversità, capaci di contribuire alle azioni di mitigazione e adattamento alla crisi climatica, offrendo benefici ecologici, sociali ed economici per le comunità rurali e montane, per i cittadini di oggi e per le prossime generazioni.

Nella Strategia Forestale Nazionale si prescrive che al fine di raggiungere gli impegni che l'Italia ha assunto in termini di assorbimento di gas ad effetto serra e per non generare debiti rispetto al livello di riferimento, la gestione forestale in Italia può espandere le attività di prelievo fino ad un massimo del 45% dell'incremento annuo, partendo dall'attuale utilizzo stimato del 33% (Fonte: RAF Italia 2017-2018). Nell'ambito dei nuovi obiettivi europei di neutralità climatica al 2050 (Green Deal EU) e quello intermedio al 2030 (Fit for 55) è stato approvato il 19 aprile del 2023 il Regolamento (UE) 2023/839 del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo che sostituisce il vecchio regolamento LULUCF. Esso definisce le priorità di ogni Paese per incentivare la diminuzione delle emissioni di gas serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 al 2030. Il nuovo livello di riferimento forestale per l'Italia inerente il periodo dal 2026 al 2030 è pari a - 35.758 kt CO₂ eq./anno, ossia quasi il doppio rispetto a quello precedente. Questo sicuramente si tradurrà in una diminuzione della percentuale di prelievo di incremento forestale che potrà essere utilizzato per tutti i diversi scopi.

Nell'ambito di questo studio, si è assunto che la percentuale attualmente utilizzabile di biomassa forestale sia pari al 45% dell'attuale incremento forestale. I dati inerenti superficie e incremento forestale

sono stati acquisiti dall'ultimo Inventario Nazionale delle Foreste e dei Serbatoi Forestali di Carbonio (INFC) del 2015.

In Friuli Venezia Giulia sono presenti 332.556 ha di bosco, il cui incremento annuo medio è di 5,2 m³/ha. Considerando che è possibile prelevare solo il 45% dell'incremento annuo, ne deriva un potenziale pari a circa 778.000 m³/anno. Al fine di convertire i m³ in t, si è utilizzato il coefficiente di 0,51 t a m³ di legno (ISPRA 2010). Ne deriva che la potenzialità corrisponde a circa 397.000 t/anno. Al fine di distribuire tale potenziale sul territorio regionale, è stato utilizzato il portale cartografico regionale Eagle.fvg, dal quale sono stati acquisiti i geodati inerenti la distribuzione provinciale dei boschi, il cui dato elaborato a scala provinciale è mostrato in

Tabella 26.

Provincia	Disponibilità (t)
Pordenone	206.000
Gorizia	15.560
Udine	534.000
Trieste	23.000

Tabella 18: Disponibilità provinciale di biomassa legnosa in Friuli Venezia Giulia

Nell'INFC viene riportata la categoria Bosco Accessibile al Prelievo, definita come una superficie forestale non soggetta a limitazioni significative delle attività selvicolturali dovute a norme o vincoli (es. riserve integrali) o a cause di tipo fisico (aree inaccessibili). La FAO infatti considera come non disponibili al prelievo legnoso le foreste in cui i vincoli e le restrizioni derivanti dalla normativa in vigore o da decisioni politiche escludono o limitano severamente il prelievo per esigenze di tutela ambientale o di conservazione di siti di particolare interesse scientifico, storico, culturale o spirituale, così come le foreste in cui la produttività o il valore del legname sono troppo bassi per rendere conveniente il prelievo di legname (FAO 2000). In Friuli Venezia Giulia l'estensione del bosco accessibile al prelievo è di 203.449 ha, pari al 61% della copertura forestale regionale. Considerando l'incremento medio regionale di 5,2 m³/ha all'anno, la potenziale biomassa legnosa ricavabile è pari a circa 476.000 m³/anno, corrispondente a circa 243.000 t/anno di biomassa. Nella Tabella 19 si riporta la distribuzione provinciale.

Provincia	Disponibilità (t)
Pordenone	63.180
Gorizia	4.860
Udine	165.240
Trieste	7.290

Tabella 19: Disponibilità provinciale di biomassa legnosa da boschi accessibili al prelievo in Friuli Venezia Giulia

Bisogna ricordare che il piano Fit for 55 impone, al fine di evitare di promuovere l'uso di legname tondo di qualità per l'energia, di utilizzare un approccio a cascata nello sfruttamento della biomassa legnosa, la quale dovrebbe essere utilizzata in base al suo massimo valore aggiunto economico e ambientale nel seguente ordine di priorità: 1) prodotti a base di legno, 2) prolungamento del loro ciclo di vita, 3) riutilizzo, 4) riciclaggio, 5) bioenergia e 6) smaltimento. Nei casi in cui nessun altro uso della biomassa legnosa sia

economicamente sostenibile o ecocompatibile, il recupero energetico contribuisce a ridurre la generazione di energia a partire da fonti non rinnovabili.

In tale ottica l'utilizzo dei residui legnosi derivanti da altre attività è molto interessante e promettente, specialmente nel Friuli Venezia Giulia, Regione caratterizzata da un patrimonio forestale elevato e poco sfruttato. È stato quindi valutato il potenziale di biomassa legnosa derivante dall'arboricoltura da legno, per il pioppo e legno pregiato.

- In Friuli Venezia Giulia sono presenti, secondo INFC 2015, 6540 ha di pioppo, il cui incremento medio annuo è di circa 22,4 m³/ha (Buresti Lattes E. e Mori P., 2016 - *Progettazione, realizzazione e gestione delle Piantagioni da legno Policicliche di tipo Naturalistico. Progetto Life+ InBioWood, LIFE12 ENV/IT/000153, Ed. Compagnia delle Foreste, Arezzo*). Si può stimare che circa il 6% dei pioppeti sono utilizzati a scopo energetico (Levarato G., Pra A., Pettenella D. (2018). *Quale futuro per la pioppicoltura? Indagine sul quadro attuale e le prospettive d'impiego industriale del legname di pioppo. ETIFOR Srl – Spin-off dell'Università di Padova. Padova, Italia.*) e che la quantità di residui utilizzabili a scopi energetici, derivante dai pioppeti volti alla produzione di biomateriali, è pari al 27,7%, ne deriva che il potenziale a scala regionale è di 15.260 t. Nella Tabella 19 Tabella 19si riporta il dato regionale e nella
- Tabella 21 la distribuzione di tali residui, su scala provinciale, con dati di distribuzione acquisiti dal portale Eagle.fvg.

Tabella 20 Potenziale regionale di biomassa legnosa derivante dall'arboricoltura da legno, per il Pioppo e Legno Pregiato.

	Area (ha)	Incremento (m ³)	Pioppeti uso Energia (m ³)	Residui lavorazione Pioppeti (m ³)	Totale (t)
Friuli Venezia Giulia	6540	146.496	8.790	38.145	~15.260

Tabella 21 Potenziale provinciale di biomassa legnosa derivante dall'arboricoltura da legno, per il Pioppo e Legno Pregiato.

Provincia	%	Disponibilità (t)
Pordenone	15	2.289
Gorizia	15	2.289
Udine	70	10.682
Trieste	0	0

- Per quanto riguarda le altre arboricoltura da legno, in Friuli Venezia Giulia sono presenti 2564 ha (INFC 2015) di arboricoltura diverse dal pioppo, rappresentate da latifoglie. Considerando quanto riportato da Negrin M et al. (2012) (Negrin M., Francescato V. (2012). *Produzione e caratteristiche energetiche di legna, cippato e pellet – Presentazione tenutasi nel 2012 presso Progetto Fuoco del 2012 – Verona*), tali impianti producono, considerando un turno di intervento di 10 anni, una quantità di residui pari a 22,5 t/ha. Andando a considerare l'estensione di tali arboricoltura in Friuli Venezia Giulia, ne deriva una quantità potenziale di residui pari a circa 5760 t.

4.2.1.7 Residui da gestione verde urbano

È stata valutata anche la potenziale biomassa derivante dalla gestione del verde urbano. Secondo lo studio effettuato dall'Associazione Italiana Energie Agroforestali (AIEL) (https://www.venetoagricoltura.org/upload/Biomasse_legnose_selvicoltura_urbana.pdf), dalla

gestione del verde urbano è possibile ricavare circa 0,78 t/ha all'anno di residui legnosi, come ad esempio dalle patate. Dal database dell'ISTAT è possibile ricavare informazioni inerenti la superficie di aree verdi presenti nei capoluoghi di provincia, aggiornati al 2019 (https://www.istat.it/it/files//2021/06/VERDE_URBANO_2019.xlsx). Deriva che dalla gestione del verde urbano presente nelle città di Gorizia, Pordenone, Trieste e Udine è potenzialmente possibile ricavare 1952 t per anno di residui. Nella Tabella 22 si riporta il dettaglio, per le città di Gorizia, Pordenone, Trieste e Udine della superficie occupata da aree verdi e i residui potenzialmente disponibili.

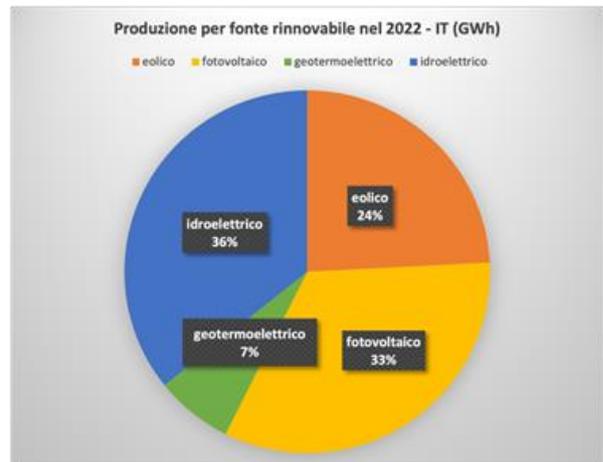
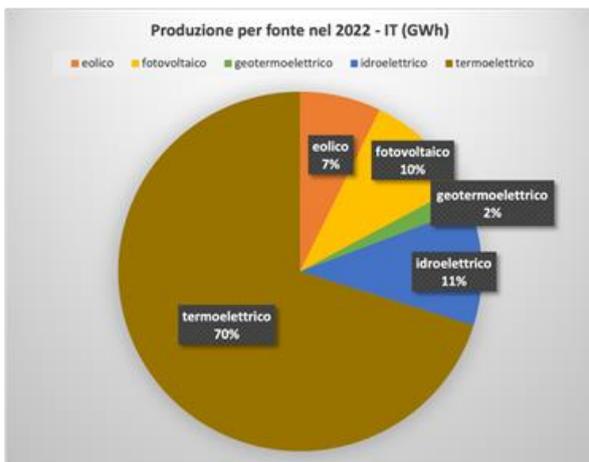
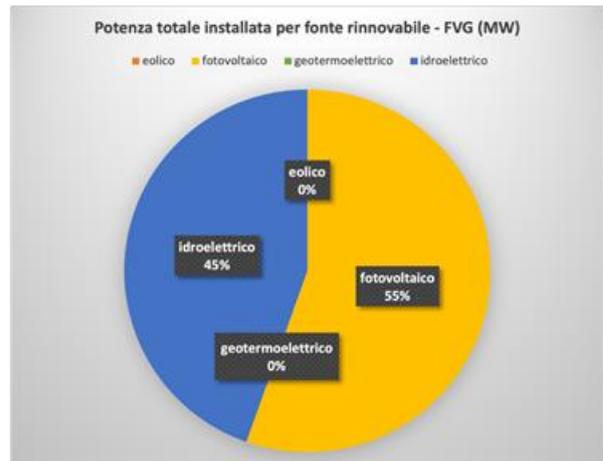
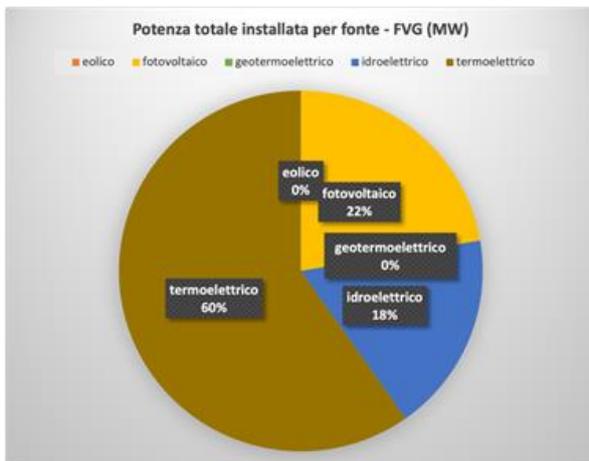
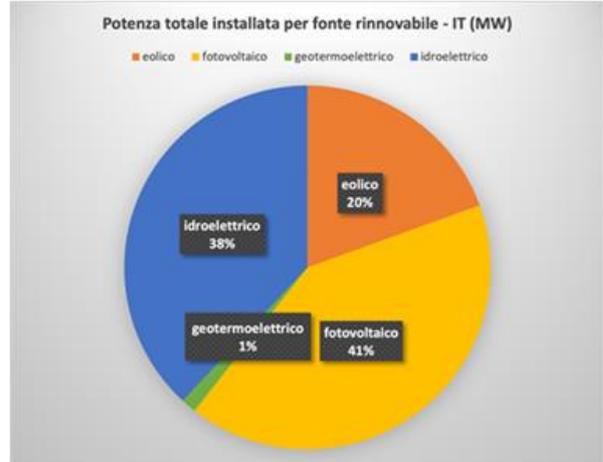
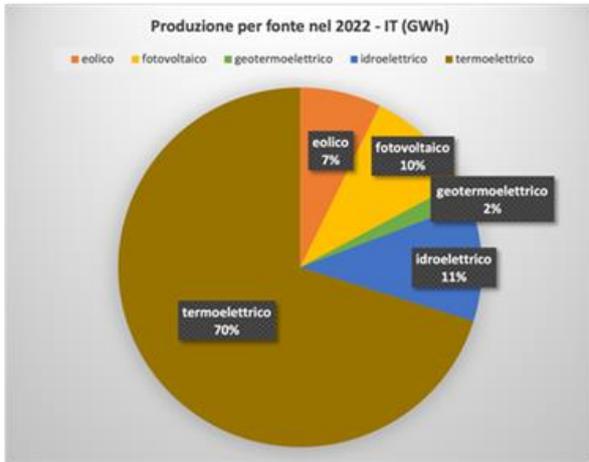
Tabella 22: Superficie occupata da aree verdi e i residui potenzialmente disponibili per le città di Gorizia, Pordenone, Trieste e Udine (2019)

	Area (ha)	Totale (t)
Gorizia	471	367
Pordenone	571	445
Trieste	1247	972
Udine	215	168

4.2.2 Settore Fotovoltaico

Dall'analisi dei dati riportati da Terna e dal GSE si ricavano le informazioni riguardo la produzione elettrica nel 2022 e la potenza installata a fine 2022, in Italia (IT) e nel Friuli Venezia Giulia (FVG), per fonte, convenzionale e rinnovabile (FER), e l'incidenza di ogni fonte FER sul totale delle rinnovabili, come riportato nelle figure seguenti.

A fine 2022, in Italia, risultano installati circa 61 GW di impianti FER nel settore elettrico; la fonte solare concentra la maggiore potenza efficiente lorda (circa 25 GW), seguita da idraulica (circa 23 GW) ed eolica (circa 12 GW). Nel 2022 la produzione complessiva da FER si attesta intorno a 85 TWh, in diminuzione rispetto all'anno precedente principalmente per la forte contrazione della produzione idroelettrica (-36%); la produzione da fotovoltaico cresce del 12,4%; si osservano solo lievi variazioni per le altre fonti. Le fonti solare e idrica (58,4 TWh complessivi quasi equamente ripartiti) rappresentano il 54% della generazione elettrica rinnovabile complessiva ed il 21% di quella totale. In Friuli Venezia Giulia, la potenza efficiente totale è pari a circa 2,95 GW, dei quali circa il 60% (1.759 GW) è relativa al termoelettrico, il restante è diviso tra fotovoltaico (22%, 656 MW) ed idroelettrico (18%, 528 MW). Nel 2022, la produzione da termoelettrico ha rappresentato più dell'80% del totale (8.993 TWh) in crescita rispetto al 2021 di circa il 43%. La fonte solare e quella idrica (1.185 TWh), rappresentano il 7,6% ed il 9,9% della generazione complessiva rispettivamente con l'idroelettrico in forte diminuzione, circa il 55% rispetto al 2021, ed una crescita del fotovoltaico di circa il 12%, in linea con i dati nazionali.



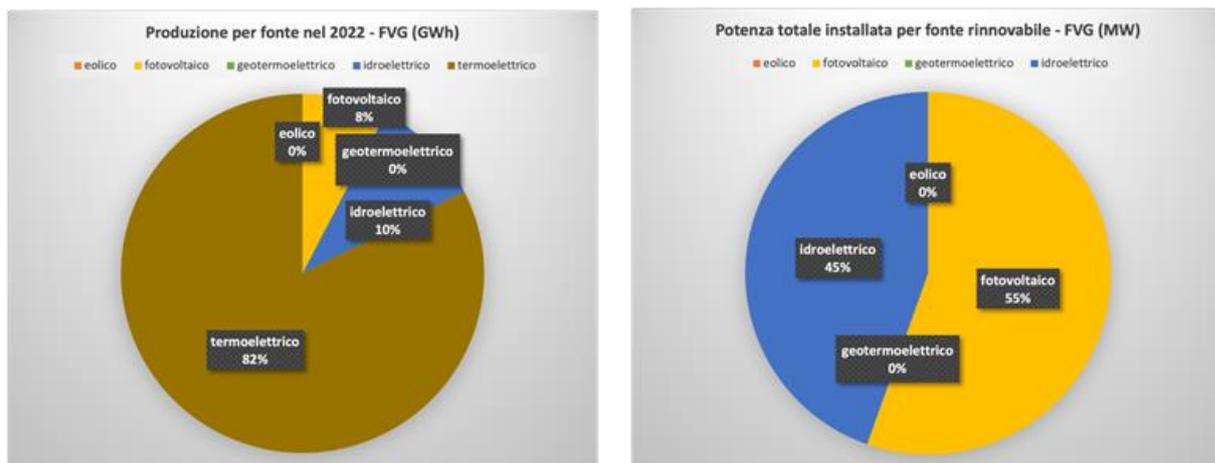
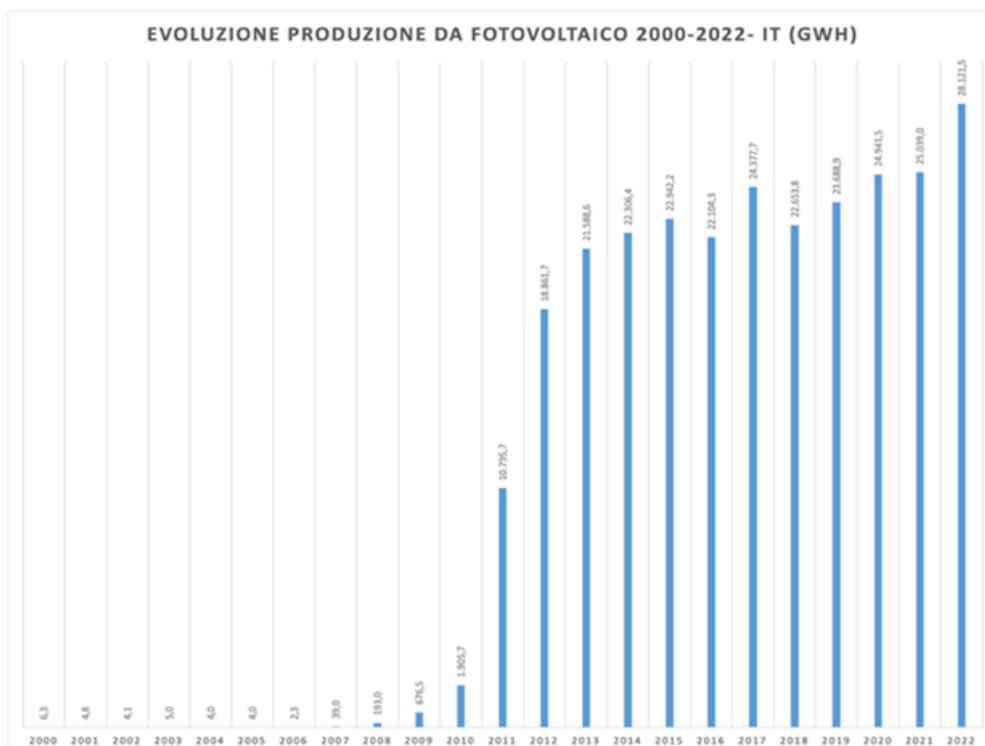


Figura 21 Mix generazione elettrica in Italia e Regione FVG per fonte, FER e tradizionale, ed incidenza di ogni fonte FER sul totale delle rinnovabili. Elaborazione ENEA su dati Terna.

A fine 2022 gli impianti fotovoltaici installati in Italia sono quasi 1.225.000 (+21% rispetto al 2021), per una potenza complessiva pari a 25,0 GW (+11%). Nel corso dell'anno 2022 sono entrati in esercizio impianti per complessivi 2.454 MW di potenza. La produzione lorda fotovoltaica nell'anno 2022 è poco superiore a 28 TWh (+12,5% rispetto all'anno precedente); gli autoconsumi – pari a circa 6,2 TWh – rappresentano il 22,1% dell'energia prodotta. Nel corso del 2022 si è osservata una notevole accelerazione delle installazioni di impianti fotovoltaici. La crescita è sostenuta principalmente dagli impianti di piccola taglia (<20kW), che hanno beneficiato di interventi normativi e fiscali introdotti nel biennio 2021-2022 (in particolare il Superbonus 110%). Anche tra le installazioni di impianti di grandi dimensioni, ubicati principalmente a terra, nel 2022 si rilevano segnali di ripresa a seguito di una lunga fase di andamento discontinuo.



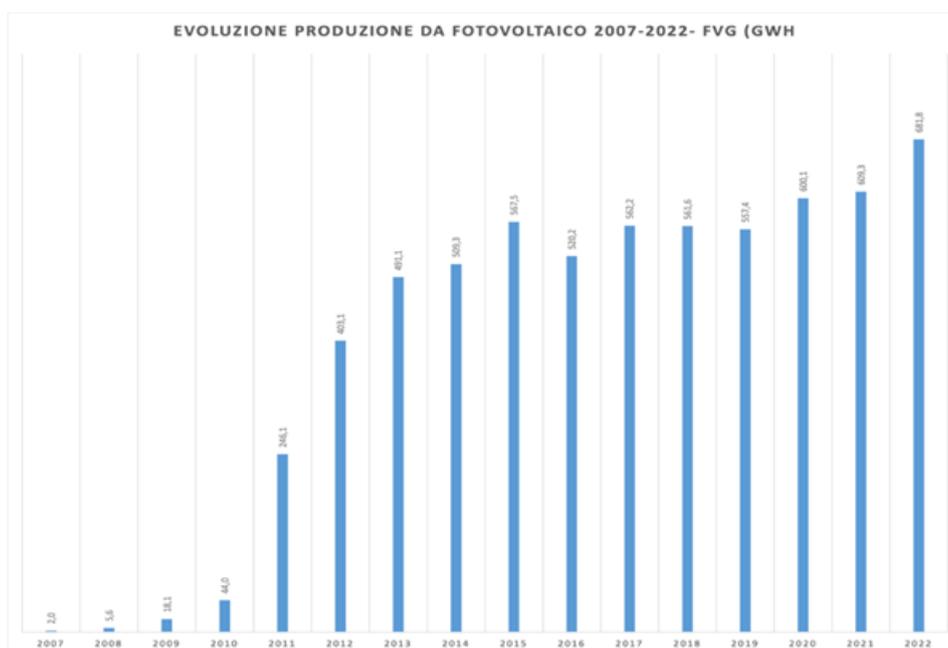


Figura 22 Evoluzione della produzione fotovoltaica su territorio nazionale dal 2000 al 2022 (sopra), e in FVG dal 2007 al 2022 (sotto). Elaborazione ENEA su dati Terna.

Nel FVG l'energia fotovoltaica ha avuto nel 2022 un peso pari a circa il 7,6% della produzione elettrica totale. Udine è il territorio che detiene il primato di generazione FV, pari al 57% del totale, seguita da Pordenone 31%, Gorizia 7% e Trieste 5%. Tutti territori delle ex province hanno visto un incremento nel 2022 rispetto al 2021. Udine +11,1%, Pordenone +15%, Gorizia +9,9% e Trieste +7,3%. Dai dati Terna relativi alle nuove richieste di connessione, a giugno 2023, Udine si attesta in prima posizione.

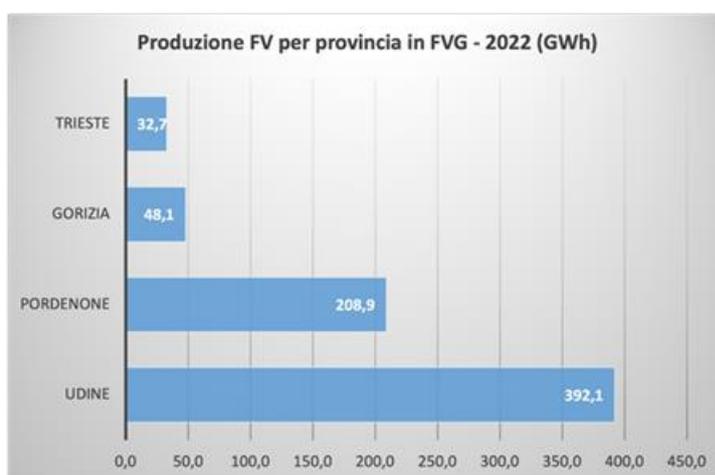


Figura 23 Produzione elettrica da fotovoltaico in FVG, nel 2022, per provincia. Elaborazione ENEA su dati Terna.

Come si attesta dall'ultimo rapporto statistico del GSE (Solare Fotovoltaico – Rapporto Statistico 2022), il fotovoltaico nella regione FVG si è sviluppato notevolmente negli ultimi anni, collocandola in undicesima posizione tra le regioni italiane per numero di impianti fotovoltaici installati sul territorio (3,75% del totale nazionale), ed al quattordicesimo posto per potenza installata (2,62% del totale nazionale). La potenza installata è pari a circa 656 MW suddivisa in 45.938 impianti per lo più nel territorio

della ex provincia di Udine (circa il 65% del totale regionale). Con una dimensione media di impianto pari a 14 kW (20 kW valore nazionale).

	2019			2020			2021			2022		
	Numero impianti	Potenza installata (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero impianti	Potenza installata (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero impianti	Potenza installata (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero impianti	Potenza installata (MW)	Produzione Lorda (GWh)
Friuli Venezia Giulia	35.490	545	557	37.168	561	600	39.698	591	609	45.938	656	682
ITALIA	880.090	20.865	23.689	935.838	21.650	24.942	1.016.083	22.594	25.039	1.225.431	25.064	28.121
	4,03%	2,61%	2,35%	3,97%	2,59%	2,41%	3,91%	2,62%	2,43%	3,75%	2,62%	2,43%
				1.678	16	43	2.530	30	9	6.240	65	73
					2,94%	7,72%		5,35%	1,50%		11,00%	11,99%
				55.748	785	1.253	80.245	944	97	209.348	2.470	3082
					3,76%	5,29%		4,36%	0,39%		10,93%	12,31%

Figura 24 Evoluzione degli impianti fotovoltaici in FVG 2019-2022. Elaborazione ENEA su dati GSE.

	giugno 2023	
	Numero impianti	Potenza installata (MW)
Friuli Venezia Giulia	52.412	755
ITALIA	1.425.569	27.356
	6.474	99
	200.138	2.292

Figura 25 Installazione impianti fotovoltaici nel primo semestre del 2023. Elaborazione ENEA su dati GSE.

A fine giugno 2023, la superficie totale occupata da impianti fotovoltaici in FVG è pari a 277,8 ha a fronte di un totale italiano pari a 16.082 ha. Mentre la percentuale di superficie occupata rispetto alla Superficie Agricola Utile (SAU) è pari allo 0,12% (a fronte di una media italiana di 0,13%).



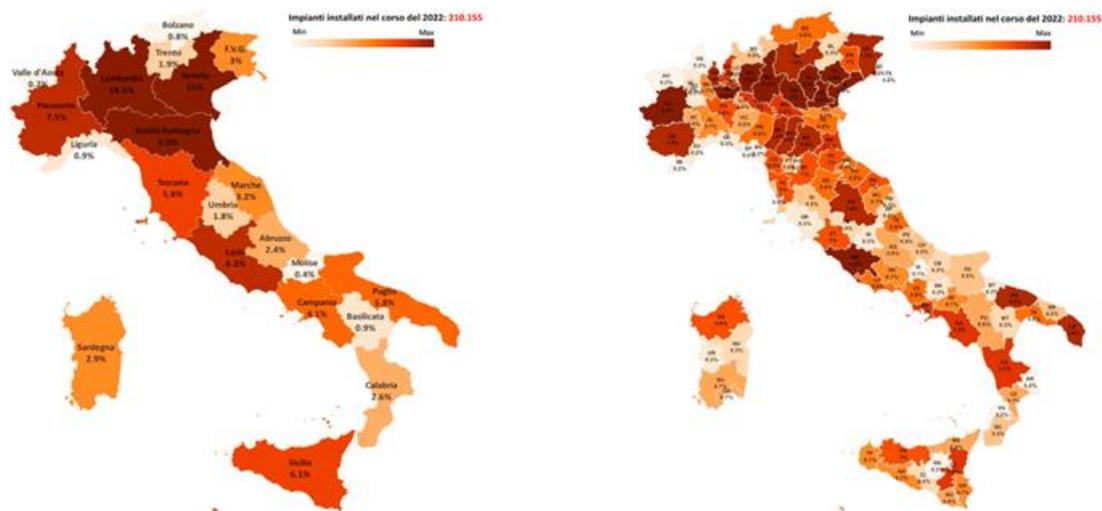


Figura 26 Distribuzione regionale (sinistra) e provinciale (destra) della potenza fotovoltaica installata al 2022, sopra, e nel corso del 2022, sotto. Fonte GSE.

Un'analisi dei dati riportati nel sopra citato rapporto statistico del GSE permette di ottenere degli indicatori che ci possono aiutare nell'analisi del potenziale, come la densità di potenza nominale per abitante e per superficie.

	Numero impianti	Potenza installata (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Densità di potenza per abitante (watt pro capite)	Densità di potenza per superficie (kWp per Km ²)	Produzione annuale (kWh/kWp)
Friuli Venezia Giulia	45.938	656	682	550,2	82,7	1.039,6
<i>Gorizia</i>	<i>5.277</i>	<i>51</i>	<i>48,1</i>	<i>370,1</i>	<i>107,3</i>	<i>943,1</i>
<i>Pordenone</i>	<i>14.104</i>	<i>208</i>	<i>208,9</i>	<i>671,8</i>	<i>91,4</i>	<i>1.004,3</i>
<i>Trieste</i>	<i>2.653</i>	<i>34</i>	<i>32,7</i>	<i>149,1</i>	<i>160,0</i>	<i>961,8</i>
<i>Udine</i>	<i>29.904</i>	<i>363</i>	<i>392,1</i>	<i>702,5</i>	<i>73,0</i>	<i>1.080,2</i>
ITALIA	1.225.431	25.064	28.121	425,9	83,0	1.122,0

Figura 27 Indicatori FV. Elaborazione ENEA su dati GSE.

A fine 2022 il dato di potenza di picco fotovoltaica pro-capite regionale è pari a 550,2 Watt per abitante (W/ab), al di sopra di quello nazionale (425,9 W/ab), mentre la densità di potenza di picco fotovoltaica per superficie regionale raggiunge gli 82 kWp/Km², in linea con il valore nazionale (83 kWp/km²).

A fine 2022 nel FVG il 65% della potenza installata è realizzato in silicio multicristallino, il 32% in silicio monocristallino ed il restante 3% in film sottile (silicio amorfo o altri materiali), in linea con i dati nazionali. Gli impianti in FVG sono installati nell'81% dei casi su superfici non a terra come edifici, tettoie e capannoni, a fronte del 66% dei casi a livello nazionale; i restanti impianti sono installati a terra.

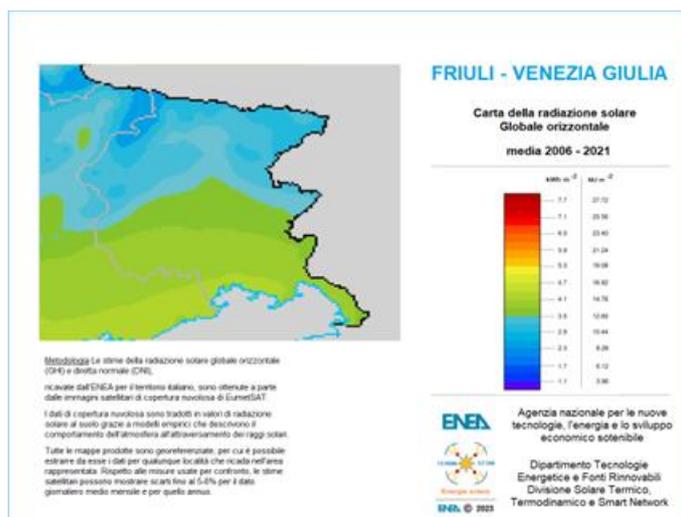


Figura 28 Radiazione solare globale orizzontale media 2006-2021. Dati ENEA.

Nell'ipotesi di voler soddisfare lo scenario di policy B al 2045, in linea con il PNIEC 2023, al 2045 si prevede una produzione di fotovoltaico pari a 2.660 GWh/anno. In via del tutto conservativa, considerando per il FVG una producibilità media di circa 1.250 kWh/anno per 1 kWp installato, e considerando che per installare 1 kWp occorrono circa 5 m² di superficie utile (SU), si prevede che per soddisfare la produzione richiesta occorrerà una potenza nominale installata di circa 2,128 GWp pari a circa 7,36 km² di superficie occupata.

	2022	2030	2040	2045
Produzione annua nello scenario (GWh/anno)	682	1644	2288	2660
Potenza installata (GW_p)	0,656	1,315	1,83	2,128
		0,659	0,515	0,298
Producibilità (GWh/GW_p)	1040	1250	1250	1250
Superficie utile occupata (Km²)	2,778	3,296	2,576	1,488
		3,296	5,872	7,36

Figura 29 Evoluzione della produzione, potenza e superficie necessaria per soddisfare lo scenario di policy B al 2045.

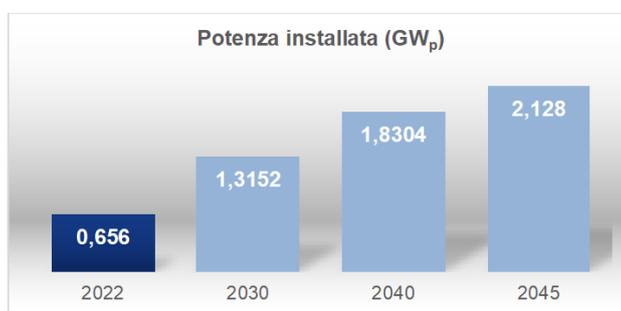


Figura 30 Evoluzione della potenza nominale totale installata da solare fotovoltaico necessaria per soddisfare lo scenario di policy B al 2045.

Nell'ipotesi di voler sfruttare appieno la risorsa solare disponibile su territorio regionale, va analizzato il potenziale di nuova capacità produttiva sia per impianti di grandi dimensioni, installazioni a terra, che di

piccola taglia, integrati su edifici residenziali o posizionati su coperture di edifici commerciali o capannoni industriali.

4.2.3 Settore geotermia

Dai dati pubblicati dal GSE relativi ai consumi diretti di energia termica da fonte geotermica nelle regioni e nelle province autonome si evince che, al 2021 in FVG, sono stati prodotti 122 TJ. Rispetto allo scenario 2003 (Convenzione 8443, D.D. 24/11/2004), dai dati GSE si evince che la potenza installata dovrebbe essere raddoppiata (15.500 kW); da 35 a 70 impianti da circa 250 kW e una energia prodotta pari a 120 TJ. Questo scenario se si considerano impianti “open loop” che utilizzano direttamente l’acqua di falda.

TJ	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021 (%)	Variazione % 2021/2020
Piemonte	64	55	51	51	47	45	0,9%	-5,0%
Valle d'Aosta	1	1	1	1	1	1	0,0%	-1,2%
Lombardia	107	103	103	102	96	93	1,9%	-3,3%
Liguria	1	1	1	1	1	1	0,0%	-2,8%
Provincia di Trento	-	-	-	0,3	0,2	0,2	0,0%	-2,5%
Provincia di Bolzano	-	-	-	0,4	0,3	0,3	0,0%	-4,1%
Veneto	1.617	1.627	1.614	1.607	1.490	1.439	29,9%	-3,4%
Friuli Venezia Giulia	144	141	140	138	127	122	2,5%	-3,8%
Emilia Romagna	3	3	5	5	5	5	0,1%	-3,4%
Toscana	2.149	2.324	2.260	2.384	2.125	2.031	42,2%	-4,4%
Umbria	-	-	-	-	-	-	-	-
Marche	2	2	2	1	1	1	0,0%	-3,6%
Lazio	304	316	310	312	294	283	5,9%	-3,7%
Abruzzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Molise	-	-	-	-	-	-	-	-
Campania	463	508	500	503	467	445	9,2%	-4,8%
Puglia	238	245	242	237	228	222	4,6%	-2,5%
Basilicata	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	11	11	6	6	6	5	0,1%	-3,3%
Sicilia	82	83	69	68	70	68	1,4%	-3,4%
Sardegna	37	61	61	60	56	54	1,1%	-3,5%
ITALIA	5.222	5.478	5.364	5.477	5.014	4.815	100%	-4,0%

Figura 31 Dati consumi diretti di energia termica da fonte geotermica. Fonte: GSE (2021)

Di seguito, invece, la stima del numero dei pozzi a circuito chiuso e della resa termica di ogni pozzo al fine di soddisfare la potenza installata di 15.500 kW, come riportato dai dati GSE. Nel suddetto caso si considerano sistemi “closed loop” che utilizzano un circuito chiuso di sonde geotermiche nel quale scorre acqua e glicole e che viene riscaldato a contatto con il terreno.

Considerando un terreno costituito da ghiaia, sabbia in condizioni sature, del tutto reale alla tipologia di terreno presente nella bassa pianura della Regione FVG e nella zona lagunare, è possibile, dalla consultazione delle tabelle (un estratto delle quali è riportato in Figura 32) contenute nella normativa

tedesca di riferimento VDI 4640¹⁷, ricavare indicativamente il valore di conducibilità termica, la potenza di estrazione e la lunghezza corrispondente della sonda per kW di potenza di riscaldamento (in funzione del coefficiente di prestazione della pompa di calore, COP, utilizzata per la generazione di energia termica).

Sottosuolo	Conducibilità termica (W/m K)	Potenza d'estrazione e (W/m)	Lunghezza della sonda geotermica per kW di potenza di riscaldamento	
			COP = 3	COP = 3,5
Sottosuolo di cattiva qualità (rocce mobili secche)	< 1.5	20	33	36
Rocce indurite o rocce mobili sature d'acqua	1.5 - 3.0	50	13	14
Rocce indurite ad elevata conducibilità termica	> 3.0	70	19.5	10
Ghiaia, sabbia, secco	0.4	< 20	> 33	> 36
Ghiaia, sabbia, acquifero	1.8 - 2.4	55 - 65	10 - 12	11 - 13
Argilla, limo, umido	1.7	30 - 40	17 - 22	18 - 24
Calcere, massiccio	2.8	45 - 60	11 - 15	12 - 16
Arenaria	2.3	55 - 65	10 - 12	11 - 13
Granito	3.4	55 - 70	9.5 - 12	10 - 13
Basalto	1.7	35 - 55	12 - 19	13 - 20
Gneiss	2.9	60 - 70	9.5 - 11	10 - 16

Figura 32 Valori di conducibilità termica, potenza di estrazione (W/m) e lunghezza della sonda geotermica per kW di potenza di riscaldamento. Fonte: VDI 4640-1 (2000)

Pertanto, per soddisfare una potenza termica richiesta dall'utenza pari a 15.500 kW, dovremmo prevedere l'installazione di 186.000 m di sonda geotermica lineare; considerando un COP pari a 3.5 della pompa di calore, ciò significherebbe 1.800 pozzi da 103 m oppure 2.000 pozzi da 93 m.

Questa valutazione porta a sostenere la possibilità che dei sistemi closed loop, di tipo verticale, siano in grado di soddisfare le potenze termiche richieste a profondità economicamente accettabili, in quanto al di sotto dei 15-20 m di profondità la temperatura del terreno si mantiene fissa e costante tutto l'anno. Questa tipologia di impianti può essere applicata in ogni contesto nazionale, in ogni città e regione d'Italia. Inoltre, per questo tipo di impianti, a modesta profondità dal piano campagna, non occorrono le autorizzazioni previste nei casi di sfruttamento di risorse minerarie, quali il permesso di ricerca, la valutazione di impatto ambientale (VIA), e il provvedimento autorizzatorio unico regionale (PAUR), ma soltanto comunicazione ad ISPRA (Istituto superiore di Protezione e Ricerca Ambientale). Infatti, in accordo alla Legge 464/1984 viene fatto obbligo di comunicare al Dipartimento per il Servizio Geologico d'Italia (ISPRA) le informazioni relative a studi o indagini nel sottosuolo nazionale, per scopi di ricerca idrica o per opere di ingegneria civile. Tali informazioni riguardano in particolare le indagini a mezzo di scavi, perforazioni e rilievi geofisici spinti a profondità maggiori di 30 metri dal piano campagna.

Pertanto, si può concludere che per progettare sistemi in grado di fornire energia termica e frigorifera è necessario acquisire informazioni di carattere geologico, idrogeologico e termico. In particolare, è necessario determinare il valore di temperatura del sottosuolo, la conducibilità termica e la diffusività termica degli strati di terreno e delle rocce, il livello dell'acqua di falda, le caratteristiche dell'acquifero e il flusso sotterraneo. La consultazione delle carte geologiche ed idrogeologiche, dei dati stratigrafici dei

¹⁷ VDI 4640-1 (2000) "Thermal use of the underground, Fundamentals, approvals, environmental aspects", Verein Deutscher Ingenieure" D.Dusseldorf.

pozzi e dei sondaggi geofisici va effettuata ai fini di una corretta ricostruzione dei parametri termofisici del sottosuolo (quali conducibilità termica, densità, calore specifico volumetrico) (Figura 33).

La disponibilità dei parametri precedentemente descritti permette di valutare la resa termica (Figura 34), quindi la produttività del pozzo, in termini di kWt estraibili per metro lineare di sonda installata nel sottosuolo. Il numero di sonde e la profondità di installazione dipendono essenzialmente dalla destinazione d'uso del calore e dei carichi termici richiesti dall'utenza. Il dimensionamento del circuito sonde è molto delicato, in quanto condizionerà il funzionamento dell'impianto per tutta la sua vita utile, circa 100 anni. Il sottodimensionamento dello scambiatore provoca un progressivo depauperamento della risorsa termica, al contrario un sovradimensionamento comporta un dispendio economico non controbilanciato dai risparmi ottenuti nei costi di gestione.

In relazione ai fabbisogni termici necessari alla climatizzazione di un'utenza, si seguono approcci diversi al fine di semplificare la procedura di calcolo.

Roccia	densità ρ 10^3 kg m^{-3}	conduttività termica λ $\text{W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$	calore specifico volumetrico S_{VC} $\text{MJ m}^{-3} \text{ K}^{-1}$
Rocce magmatiche			
basalto	2,6 ÷ 3,2	1,3 ÷ 2,3 (1,7)	2,3 ÷ 2,6
diorite	2,9 ÷ 3,0	2,0 ÷ 2,9 (2,6)	2,9
gabbro	2,8 ÷ 3,1	1,7 ÷ 2,5 (1,9)	2,6
granito	2,4 ÷ 3,0	2,1 ÷ 4,1 (3,4)	2,1 ÷ 3,0
peridotite	3,0	3,8 ÷ 5,3 (4,0)	2,7
riolite	≈ 2,6	3,1 ÷ 3,4 (3,3)	2,1
Rocce metamorfiche			
gneiss	2,4 ÷ 2,7	1,9 ÷ 4,0 (2,9)	1,8 ÷ 2,4
marmo	2,5 ÷ 2,8	1,3 ÷ 3,1 (2,1)	2,0
metaquarzite	≈ 2,7	≈ 5,8 (5,8)	2,1
micascisto	≈ 2,6	1,5 ÷ 3,1 (2,0)	2,2
argilloscisto	2,7	1,5 ÷ 2,6 (2,1)	2,2 ÷ 2,5
Rocce sedimentarie			
calcare	2,6 ÷ 2,7	2,5 ÷ 4,0 (2,8)	2,1 ÷ 2,4
marna	2,5 ÷ 2,6	1,5 ÷ 3,5 (2,1)	2,2 ÷ 2,3
quarzite	≈ 2,7	3,6 ÷ 6,6 (6,0)	2,1 ÷ 2,2
alite	2,1 ÷ 2,2	5,3 ÷ 6,4 (5,4)	1,2
arenaria	2,2 ÷ 2,7	1,3 ÷ 5,1 (2,3)	1,6 ÷ 2,8
antracite	–	0,3 ÷ 0,6 (0,3)	1,3 ÷ 1,8
siltite	2,5 ÷ 2,6	1,1 ÷ 3,5 (2,2)	2,1 ÷ 2,4
Terreni non consolidati			
ghiaia (asciutta)	2,7 ÷ 2,8	0,4 ÷ 0,5 (0,4)	1,4 ÷ 1,6
ghiaia (satura d'acqua)	≈ 2,7	≈ 1,8 (1,8)	≈ 2,4
morena	–	1,0 ÷ 2,5 (2,0)	1,5 ÷ 2,5
sabbia (asciutta)	2,6 ÷ 2,7	0,3 ÷ 0,8 (0,4)	1,3 ÷ 1,6
sabbia (satura d'acqua)	2,6 ÷ 2,7	1,7 ÷ 5,0 (2,4)	2,2 ÷ 2,9
argilla (asciutta)	–	0,4 ÷ 1,0 (0,5)	1,5 ÷ 1,6
argilla (satura d'acqua)	–	0,9 ÷ 2,3 (1,7)	1,6 ÷ 3,4
torba	–	0,2 ÷ 0,7 (0,4)	0,5 ÷ 3,8
Altre sostanze			
bentonite	–	0,5 ÷ 0,8 (0,6)	≈ 3,9
calcestruzzo	≈ 2,0	0,9 ÷ 2,0 (1,6)	≈ 1,8
ghiaccio (a -10°C)	0,919	2,32	1,87
plastica (PE)	–	0,39	–
aria (0 ÷ 20°C, secca)	0,0012	0,02	0,0012
acciaio	7,8	60	3,12
acqua (+10°C)	0,999	0,59	4,15

Figura 33 Esempi di conduttività termica (tra parentesi i valori tipici) e calore specifico volumetrico del sottosuolo alla T di 20°C. Fonte: VDI 4640-1 (2000)

Roccia	Conducibilità termica media λ [W/Km]	Resa [W/m]
Linee guida generali		
Sottosuoli sterili, sedimenti secchi ($\lambda < 1,5 \text{ WK}^{-1}\text{m}^{-1}$)		20
Normali sottosuoli rocciosi ($\lambda = 1,5 + 3,0 \text{ WK}^{-1}\text{m}^{-1}$)		50
Rocce consolidate altamente conduttive ($\lambda > 3,0 \text{ WK}^{-1}\text{m}^{-1}$)		70
Rocce eruttive		
Graniti	3,5	80 – 90
Granodioriti	2,5	60 – 70
Gabbri	1,8	40 – 50
Basalti	1,7	40 – 50
Porfidi	1,9	40 – 50
Ossidiane	1,3	30 – 40
Pomici	0,4	20 – 30
Rocce sedimentarie		
Calcari	2,8	60 – 70
Arenarie	2,2	50 – 60
Travertini	2,4	50 – 60
Gesso	2,5	50 – 60
Ghiaia asciutta	0,4	20 – 40
Ghiaia bagnata	1,6 ⁽¹⁾	40 – 50
Sabbia asciutta	0,5	30 – 50
Sabbia bagnata	2,3	50 – 60
Limi e argille asciutti	0,6	30 – 50
Limi e argille bagnate	1,8	40 – 50
Rocce metamorfiche		
Gneiss	2,9	60 – 70
Marmo	2,2	50 – 60
Ardesia	2,4	50 – 60
Altri materiali		
Bentonite	0,7	
Cemento	1,6	
Aria secca	0,026	
Polistirolo espanso	0,03	
Quarzo	8	
Ferro	60	
Rame	400	
Diamante	2.500	
(1) la conducibilità termica della ghiaia satura dipende fortemente dalle caratteristiche della falda		

Figura 34 Conducibilità termica e resa termica di diversi terreni. Fonte: VDI 4640-1 (2000)

Al momento manca una normativa nazionale di riferimento per le valutazioni sulle installazioni geotermiche: in generale per impianti di piccola taglia (potenza termica $< 30 \text{ kW}_t$) si fa riferimento alla normativa tedesca VDI 4640 già citata. Di contro, per grandi impianti (potenza termica $> 30 \text{ kW}_t$) è necessaria la simulazione tramite software dedicati e test di resa termica sul campo, tramite l'effettuazione del Ground Response Test (GRT), al fine di definire i parametri termofisici del terreno.

I sistemi Ground-Source Heat Pump (GSHP) rappresentano una delle tecnologie più promettenti nel campo del riscaldamento e della climatizzazione degli edifici. Questa tecnologia può raggiungere maggiori valori di efficienza energetica per il condizionamento degli ambienti interni rispetto ai convenzionali sistemi di condizionamento ad aria (ASHP). L'ambiente sotterraneo subisce infatti meno fluttuazioni di temperatura rispetto alle variazioni giornaliere registrate dal mezzo aria.

L'energia geotermica, attualmente poco sviluppata sul territorio regionale, potrà sicuramente essere in futuro un elemento importante per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Per questo però sarà necessario effettuare uno studio più approfondito per analizzare l'effettivo potenziale di produzione di energia ricavabile dalla fonte.

4.3 Consumi settori civile

Il consumo di energia e le emissioni associate al settore civile prevedono una consistente riduzione per raggiungere gli obiettivi nel periodo 2030-2045 rispetto allo scenario selezionato dalla Regione FVG, quello che applica la Programmazione europea del Repower EU al contesto italiano e regionale.

A livello regionale la tendenza di consumi finali per il settore civile dello scenario REF è stimata essere pari a 1210, 1199 e 1180 ktep per gli anni 2030, 2040 e 2045, rispettivamente. Questo si traduce in una riduzione percentuale, rispetto all'anno di riferimento 2021, del 6% al 2030 e dell'8% al 2045. Lo scenario A, più sfidante, prevede un consumo finale stimato di 1112, 1073 e 1028 ktep per gli anni 2030, 2040 e 2045, pari ad una riduzione del 14%, 17% e 20% rispetto al 2021. Lo scenario B, scelto come base di policy, incrementa ulteriormente l'ambizione di riduzione dei consumi rispetto all'anno di riferimento al 17% al 2030, al 25% al 2040 e al 28% al 2045, con un consumo stimato di 1.066, 962 e 927 ktep rispettivamente (Figura 35); tali consumi sono pari a 12.398, 11.193 e 10.780 GWh (Tabella 23).

Consumi settore Civile - base 2021

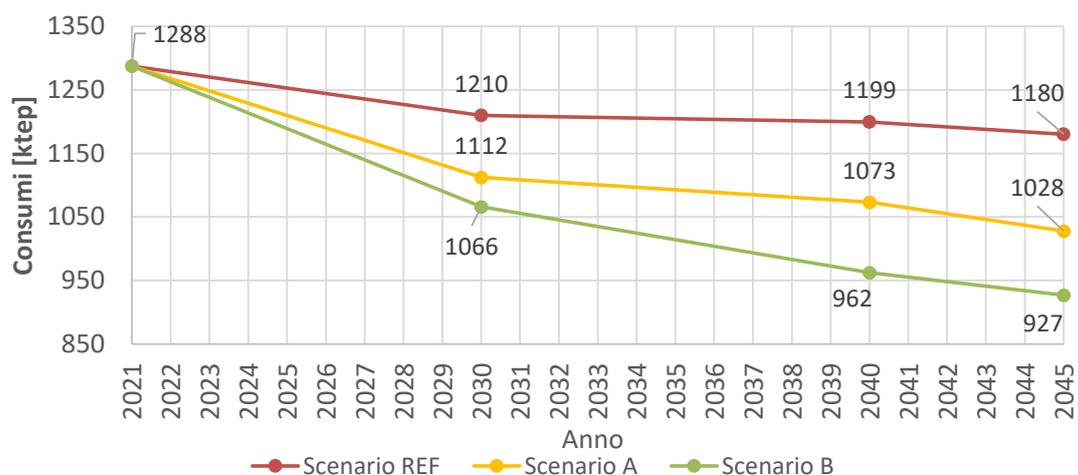


Figura 35 Obiettivi di consumo di energia del settore civile della Regione FVG rispetto ai tre scenari regionali sviluppati al 2045

Tabella 23. Obiettivi di consumo di energia del settore civile della Regione FVG rispetto ai tre scenari regionali sviluppati fino al 2045

	Dato storico FVG	Scenario REF			Scenario A			Scenario B		
		2030	2040	2045	2030	2040	2045	2030	2040	2045
U.M.	2021	2030	2040	2045	2030	2040	2045	2030	2040	2045
ktep	1.288	1.210	1.199	1.180	1.112	1.073	1.028	1.066	962	927
GWh	14.975	14.068	13.948	13.726	12.936	12.481	11.954	12.398	11.193	10.780

Gli scenari relativi alle emissioni di CO₂ [ktCO₂] implicano una sfida ancora maggiore in termini di riduzioni attese (Figura 36). Per il 2030 le emissioni dovrebbero essere ridotte del 15% per lo Scenario REF (1387 ktCO₂), del 22% per lo scenario A (1275 ktCO₂) e del 45% per lo scenario B (897 ktCO₂), rispetto all'anno base 2021, con 1634 ktCO₂. Al 2045, le riduzioni stimate dagli scenari obiettivo comportano una riduzione del 35% per lo scenario REF (1058 ktCO₂), del 44% per lo scenario A (922 ktCO₂) e del 91% per lo scenario B (150 ktCO₂).

La stima di emissioni per il 2045 varia tra 1058 ktCO₂ e 150 ktCO₂. Questo valore non è nullo, neppure per lo scenario B e nonostante l'obiettivo di neutralità climatica, fondamentalmente per le emissioni dovute alla componente fossile dell'elettricità e ad una residua presenza di prodotti petroliferi. Gli scenari REF ed A, presentano ancora una quota residua di gas naturale, pari al 27% dei consumi, e di prodotti petroliferi, pari all'8% del consumo (Figura 37).

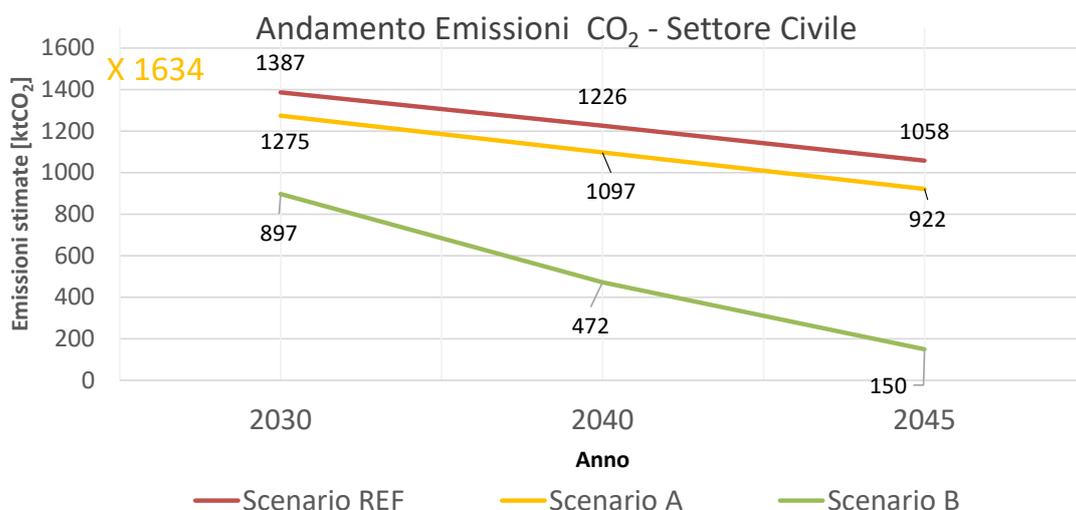


Figura 36. Obiettivi di emissioni di CO_{2,eq} del settore civile della regione sotto diversi scenari di policy fino al 2045

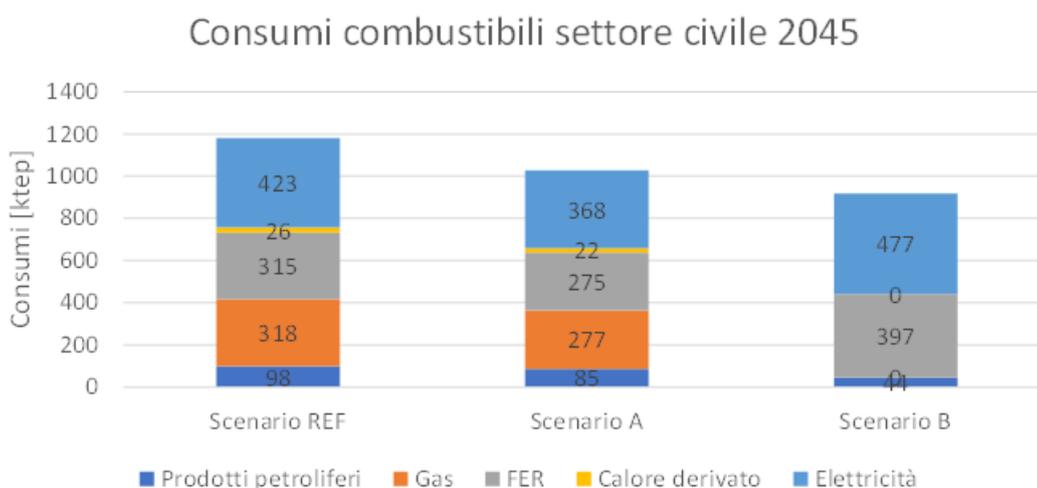


Figura 37. Distribuzione del consumo di energia per fonte per i diversi scenari di policy al 2045

L'evoluzione del mix energetico per il settore civile, secondo lo Scenario B, è presentata in Figura 38. In parallelo con una riduzione dei consumi è possibile osservare una importante variazione delle diverse fonti. Si osserva un incremento dell'uso di energie rinnovabili dal 26% nel 2021 fino al 43% nel 2045, e un aumento dell'elettrificazione dal 22% del 2021 al 51% del 2045. C'è inoltre un sostanziale annullamento

dell'uso di gas naturale che passa da una copertura del 43% del consumo nel 2021, al 15% nel 2040, sino a divenire nullo nel 2045 (da 550 ktep nel 2021, a 141 ktep nel 2040, e 0 ktep nel 2045). Anche il calore derivato, pari a 1% del consumo nel 2021, si annulla nel 2045. Si osserva infine la presenza di un contributo residuo dei prodotti petroliferi, che passano da una copertura dell'8% nel 2021 al 5% nel 2045.

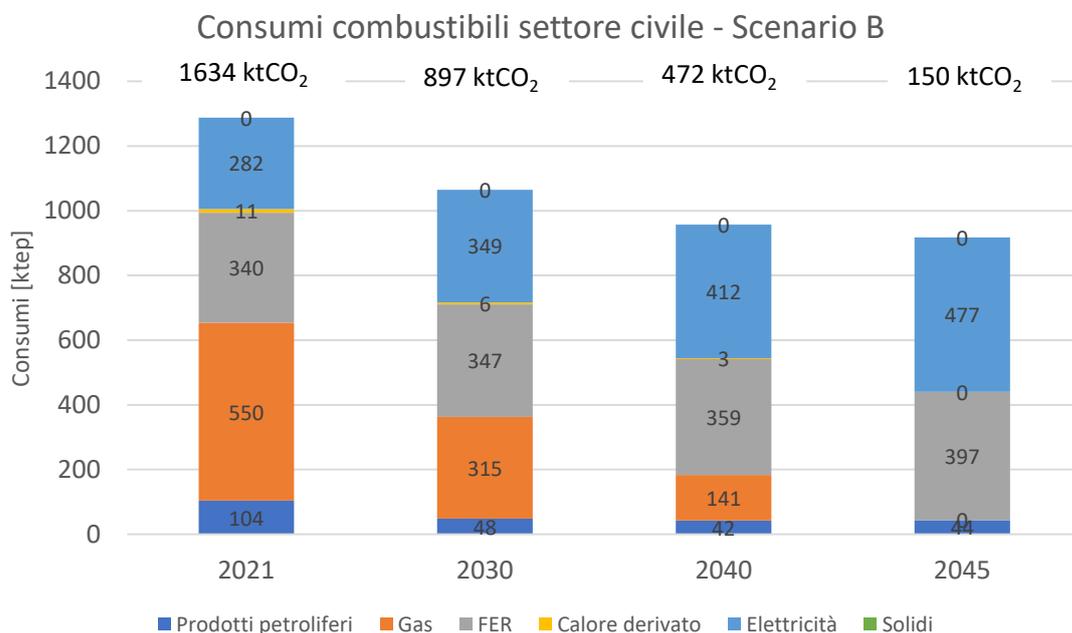


Figura 38. Distribuzione del consumo di energia per fonte nello Scenario B fino al 2045

Le riduzioni dei consumi di energia da conseguire per i tre scenari obiettivo sono illustrate in Figura 39. Per lo Scenario REF la riduzione dovrebbe essere di 77,9 ktep al 2030 (da 1.288 ktep/a a 1.210 ktep/a) e di circa 107,3 ktep al 2045. Per lo Scenario B, la riduzione dovrebbe essere di 221,6 ktep al 2030, 325,1 ktep al 2040 e 360,7 ktep al 2045. Per raggiungere questi obiettivi è stata analizzata l'attuale tendenza di risparmio energetico nel Friuli Venezia Giulia derivante dalle detrazioni fiscali e dagli altri meccanismi di incentivazione nazionale dell'efficienza energetica per il settore civile: Ecobonus, Bonus Casa, Superbonus, Conto Termico, Certificati Bianchi, incentivi legati alle politiche di coesione. Nell'anno di riferimento, il risparmio energetico legato ai meccanismi nazionali è stato dell'ordine di 18 ktep, pari a circa 1,4% del consumo del settore civile. Nell'ipotesi di permanenza in vigore dei meccanismi nazionali, per il periodo sino al 2045, sono stati individuati tre scenari di risparmio.

- Scenario di risparmio "Misure Naz. EE (trend)". Tale scenario rappresenta la proiezione lineare del trend di implementazione delle misure di efficienza energetica nazionale basato sui dati storici e fornirebbe un risparmio medio annuo, sino al 2045, di circa 15 ktep/anno. Tale scenario è da ritenersi irrealisticamente ottimistico e serve come base di raffronto per i rimanenti scenari.
- Scenario di risparmio "Misure Naz. EE". Tale scenario tiene conto di dinamiche possibili o già previste per le varie misure nazionali e implica un tasso di riqualificazione energetica annuale dell'ordine di 11 ktep/anno.
- Scenario di risparmio "Misure Naz. EE 70%". Tale scenario prevede un conseguimento di risparmi annui pari al 70% di quelli relativi allo scenario "Misure Naz. EE" e implica un tasso di riqualificazione energetica annuale dell'ordine di 7,8 ktep/anno.

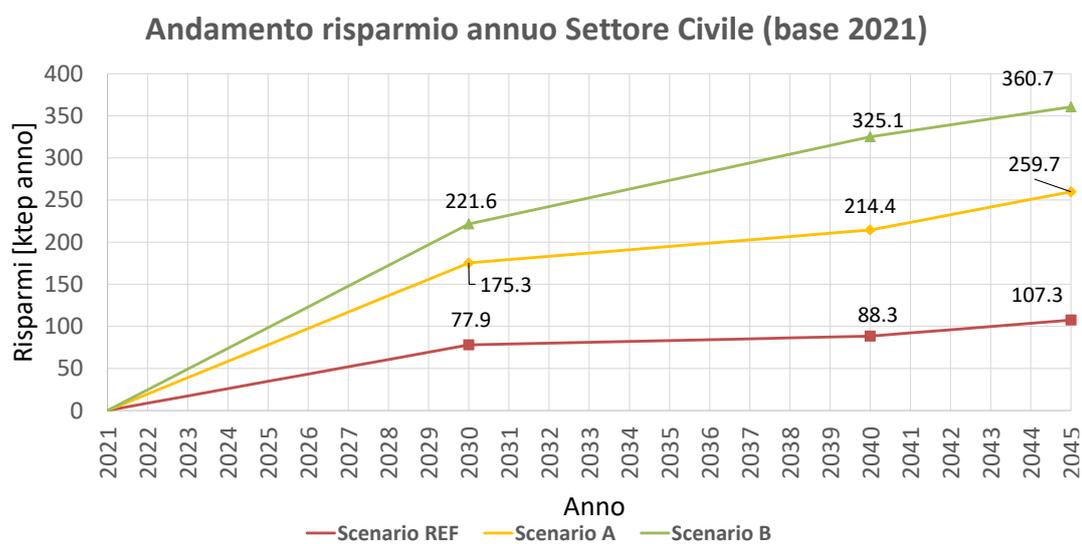


Figura 39. Riduzioni dei consumi di energia annui previsti negli scenari obiettivo, rispetto all'anno base 2021

Figura 40 e

Tabella 24 forniscono l'andamento dei risparmi ipotizzati negli scenari di risparmio e consentono un loro confronto con i tre scenari obiettivo. In particolare, lo scenario di risparmio "Misure Naz. EE 70%" prevede dei risparmi maggiori dello scenario REF sia al 2030, sia al 2040, sia al 2045; i risparmi previsti sono però sempre inferiori a quelli obiettivo sia dello Scenario A, sia dello Scenario B. Lo scenario di risparmio "Misure Naz. EE" prevede risparmi, sia al 2040 sia al 2045, in linea con lo Scenario A, ma gli obiettivi di quest'ultimo non sono raggiunti al 2030; i risparmi previsti dallo scenario di risparmio "Misure Naz. EE", inoltre, sono sempre inferiori a quelli obiettivo dello Scenario B.

Confronto tra scenari di risparmio (base 2021)

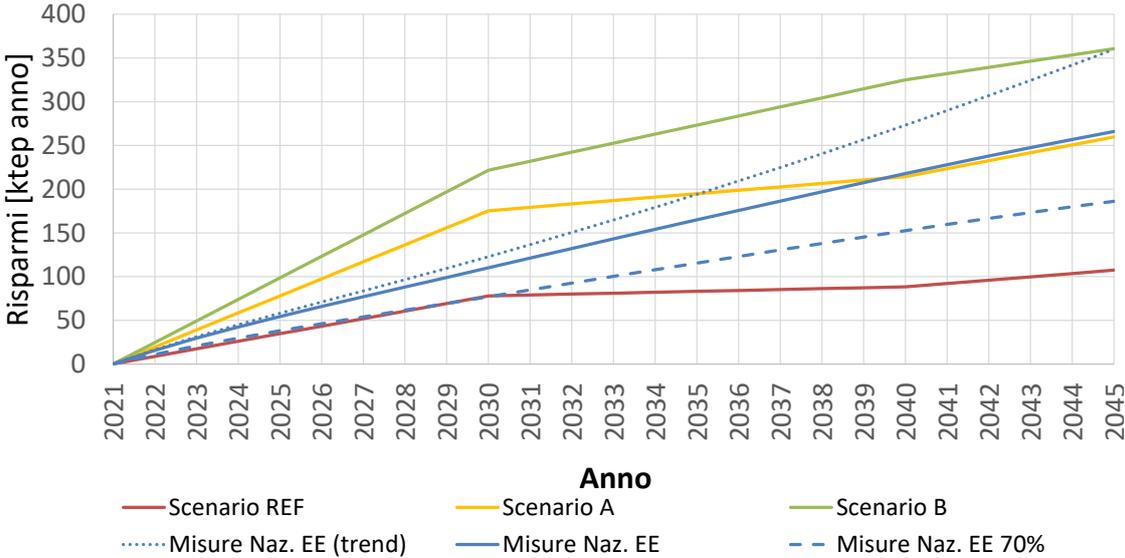


Figura 40. Confronto tra gli scenari obiettivo e gli scenari di risparmio

Tabella 24. Confronto tra gli scenari obiettivo e gli scenari di risparmio: risparmio energetico previsto

	U.M.	2021	2025	2030	2035	2040	2045
Scenario REF	[ktep]	0	34,64	77,94	83,11	88,28	107,34
Scenario A	[ktep]	0	77,92	175,32	194,85	214,38	259,74
Scenario B	[ktep]	0	98,48	221,59	273,36	325,13	360,70
Misure Naz. EE	[ktep]	0	54,38	110,07	164,95	217,87	265,96
Misure Naz. EE 70%	[ktep]	0	38,06	77,05	115,47	152,51	186,17

I consumi di energia risultanti per il settore civile, al 2030, 2040 e 2045, sono mostrati in Figura 41. Al 2030, i consumi previsti per gli scenari di risparmio sono pari (“Misure Naz. EE 70%” – 1.210 ktep) o inferiori (“Misure Naz. EE” – 1.177 ktep) allo Scenario REF (1.210 ktep), ma superiori agli scenari A (1.112 ktep) e B (1.066 ktep). Al 2040, i consumi previsti per lo scenario di risparmio “Misure Naz. EE 70%” (1.135 ktep) sono inferiori allo Scenario REF (1.199 ktep), ma superiori agli scenari A (1.073 ktep) e B (962 ktep); i consumi con le “Misure Naz. EE” (1.070 ktep) sono inferiori sia allo Scenario REF sia allo Scenario A, e superiori allo Scenario B. Al 2045, i consumi previsti per lo scenario di risparmio “Misure Naz. EE 70%” (1.101 ktep) sono inferiori allo Scenario REF (1.180 ktep), ma superiori agli scenari A (1.028 ktep) e B (927 ktep); i consumi con le “Misure Naz. EE” (1.022 ktep) sono inferiori sia allo Scenario REF sia allo Scenario A, e superiori allo Scenario B.

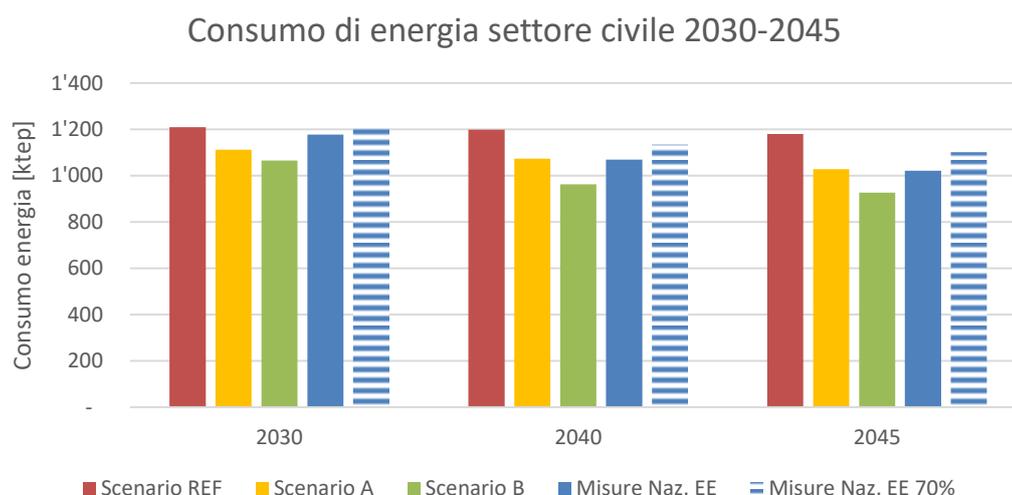


Figura 41. Potenziale consumo finale di energia in funzione degli scenari obiettivo e degli scenari di risparmio

Le azioni implementate dalla Regione, aggiuntive alle misure nazionali di efficienza energetica nel settore civile, dovranno perseguire gli obiettivi di risparmio illustrati in Tabella 25 e in

Tabella 26. Nell'ipotesi di partire dai risparmi stimati per lo scenario di risparmio “Misure Naz. EE” (Tabella 25), per essere in linea da quanto richiesto dallo Scenario B, le misure aggiuntive dovranno conseguire circa 112 ktep/anno entro il 2030, 108 ktep/anno entro il 2035, 107 ktep/anno entro il 2040, 95 ktep/anno entro il 2045. L'obiettivo al 2030 è quello maggiormente sfidante ed il suo raggiungimento consentirebbe il raggiungimento dello Scenario B anche nelle successive scadenze temporali. Per raggiungere lo Scenario B al 2045, e considerando l'inizio dell'implementazione delle azioni aggiuntive promosse dalla Regione al 2025, tali azioni devono promuovere la riqualificazione energetica degli edifici

che permettano annualmente di ottenere un risparmio energetico di 4,51 ktep/anno. Nell'ipotesi di partire dai risparmi stimati per lo scenario di risparmio "Misure Naz. EE" (

Tabella 26), per essere in linea con quanto richiesto dallo Scenario B, le misure aggiuntive dovranno conseguire circa 145 ktep/anno entro il 2030, 158 ktep/anno entro il 2035, 173 ktep/anno entro il 2040, 175 ktep/anno entro il 2045. Per raggiungere lo Scenario B al 2045, e considerando l'inizio dell'implementazione delle azioni aggiuntive promosse dalla Regione al 2025, tali azioni devono promuovere la riqualificazione energetica degli edifici che permettano annualmente di ottenere un risparmio energetico di 8,31 ktep/anno.

Tabella 25. Obiettivo di risparmio Regione FVG con lo scenario di risparmio Misure Naz. EE, rispetto agli scenari obiettivo

	U.M.	2021	2025	2030	2035	2040	2045
Obiettivo rispetto a Scenario REF	[ktep]	Attivazione		0	0	0	0
Obiettivo rispetto a Scenario A	[ktep]	Piano		65,25	29,90	0	0
Obiettivo rispetto a Scenario B	[ktep]	Energetico		111,51	108,40	107,26	94,74

Tabella 26. Obiettivo di risparmio Regione FVG con lo scenario di risparmio Misure Naz. EE 70%, rispetto agli scenari obiettivo

	U.M.	2021	2025	2030	2035	2040	2045
Obiettivo rispetto a Scenario REF	[ktep]	Attivazione Piano		0,88	0	0	0
Obiettivo rispetto a Scenario A	[ktep]	Energetico		98,27	79,38	61,87	73,57
Obiettivo rispetto a Scenario B	[ktep]			144,53	157,89	172,62	174,53

4.4 Consumi settore industriale

Il consumo di energia e le emissioni associate al comparto industriale prevedono una forte riduzione per raggiungere gli obiettivi nel periodo 2030-2045 rispetto allo scenario selezionato da Regione FVG, ovvero quello che applica la Programmazione europea del Repower EU al contesto italiano e regionale.

A livello regionale la tendenza di consumi finale dell'industria dello scenario REF e dello scenario A sono equivalenti con un consumo finale stimato di 1.211, 1.104 e 1.066 ktep per gli anni 2030, 2040 e 2045 rispettivamente (Figura 42), rilevando una riduzione al 2030 del 10%, rispetto al 2021 (1.333 ktep). Lo scenario B, scelto come base di policy per la Regione, incrementa quest'ambizione riducendo i consumi del 24%, con un consumo aggregato di 1.019, 931 e 939 ktep per gli anni 2030, 2040 e 2045.

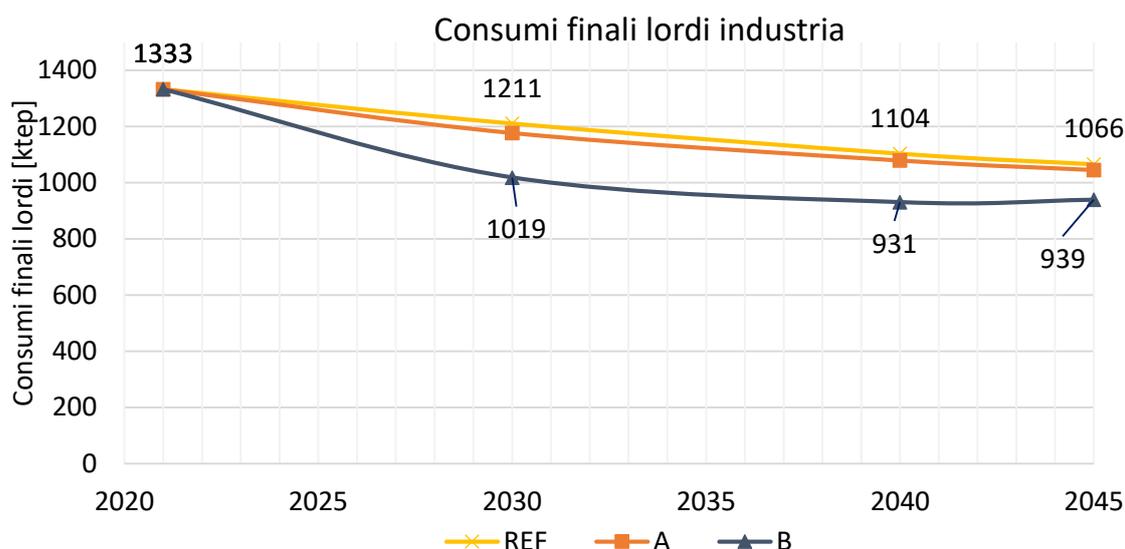


Figura 42 Obiettivi di consumo di energia [ktEP] dell'industria della regione sotto diversi scenari di policy fino 2050

La riduzione delle emissioni di CO₂ porta ad una maggiore sfida in termini di riduzioni attese (Figura 43). Per il 2030 si dovrebbero ridurre le emissioni del 48% per lo Scenario REF (828 ktCO₂), 49% per lo scenario A (805 ktCO₂) e 43% secondo lo scenario B (900 ktCO₂), rispetto all'anno di riferimento del 2021 (1.593 ktCO₂). La stima delle emissioni per il 2050 varia tra 428 ktCO₂ e 421 ktCO₂. Questo valore non è nullo, nonostante l'obiettivo di neutralità climatica, fondamentalmente dovuto alle emissioni dovute alla componente fossile della elettricità, ad un ridotto consumo di gas naturale rimanente e alle attività non energetiche di processi produttivi (p.es. emissioni dovute a calcinazione di carbonati nell'industria del vetro o cemento).

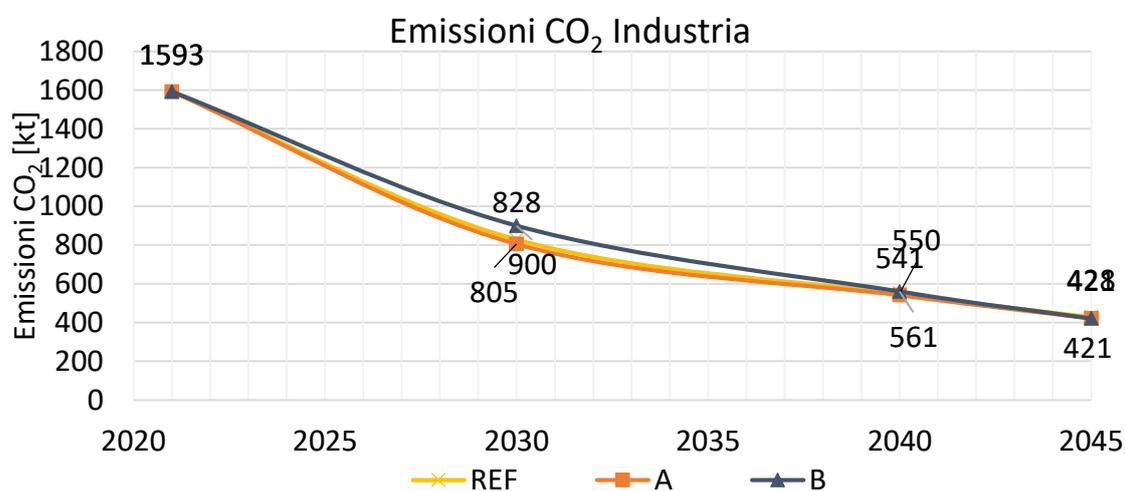


Figura 43 Obiettivi di emissioni di CO_{2,eq} [kt] dell'industria della regione sotto diversi scenari di policy fino 2050

L'evoluzione del mix energetico per il settore industriale, secondo lo scenario di Policy B, è presentata nella Figura 44. In parallelo con una riduzione dei consumi è possibile osservare una importante variazione di distribuzione delle diverse fonti energetiche. Da un lato, si osserva un notevole incremento dell'uso di energie rinnovabili per usi termici (biomasse, biometano, biogas, solare termico, geotermica, etc. oltre potenziali usi di idrogeno verde ed altri combustibili sintetici) dal 5% nel 2021 fino al 32%, ed un aumento relativo dell'elettrificazione (fondamentalmente basato su fonti rinnovabili) dal 40% al 46%. Dall'altro, c'è una sostanziale riduzione dell'uso di gas naturale che passa a coprire dal 38% dei consumi del comparto

industriale del 2021 al 14% per il 2045 (da 502 ktep in 2021 a 132 ktep in 2045), ed un contributo residuale di altri fonti fossili. Il contributo del calore derivato da impianti di cogenerazione rimane stabile (dal 8% nel 2021 al 9% nel 2045), anche se la fonte di cui si genera dovrebbe virare verso combustibili di origine rinnovabile.

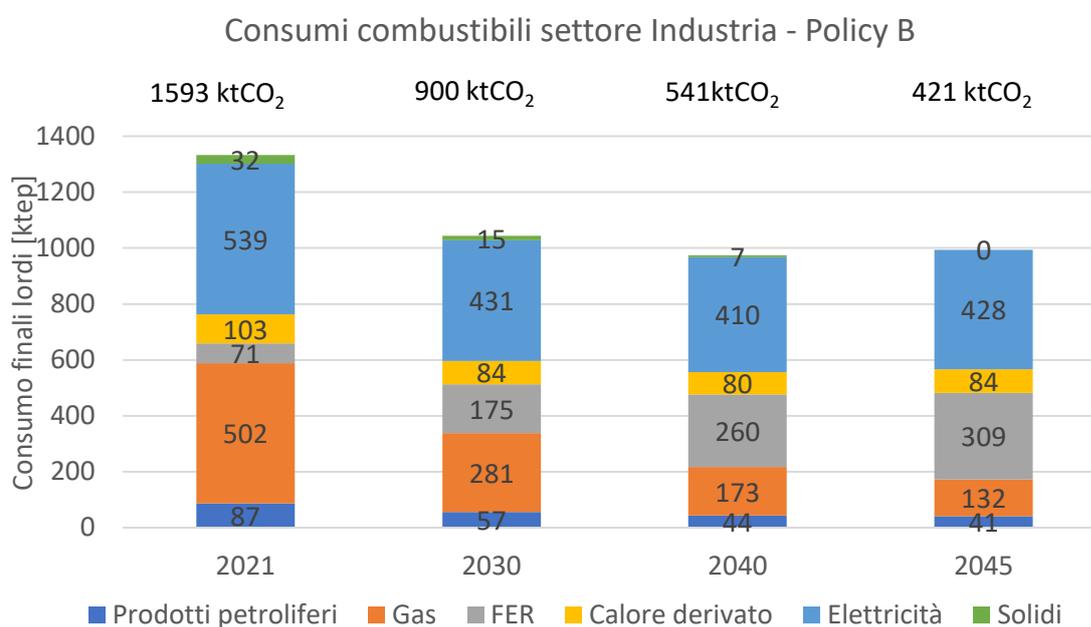


Figura 44 Distribuzione di consumo di energia per fonte [ktep] nello Scenario Policy B al 2045

La riduzione dei consumi di energia finale per il 2030 dovrebbe essere di 312 ktep (da 1.333 ktep/a a 1.019 ktep/a), in linea con lo scenario stabilito da Regione del Repower EU (B). Per raggiungere questo obiettivo si sono analizzati i potenziali interventi di efficientamento energetico proposti nelle diagnosi energetiche.

Nel triennio 2019-2021 (anni di riferimento 2018-2020) sono pervenute ad ENEA un totale di 350 diagnosi energetiche da soggetti obbligati secondo l'Art.8 del decreto legislativo 102/2014 e s.m.i. (Grandi imprese ed "Imprese a forte consumo di energia" iscritte agli elenchi definitivi della CSEA) con sedi presenti sul territorio del Friuli Venezia Giulia. La maggior parte delle diagnosi (325, pari al 93%) sono state inviate nel primo anno del secondo ciclo di obbligo (2019), pertanto le analisi riportate si riferiscono ai consumi energetici relativi al 2018. I siti analizzati sono concentrati soprattutto nella provincia di Udine (46%) e di Pordenone (34%), mentre le provincie di Gorizia e Trieste presentano il 10% delle diagnosi ognuna. Di tutti i dati pervenuti ad ENEA si sono analizzati tutti gli interventi che hanno un impatto sulla riduzione di consumi finali di energia (indipendentemente della fonte). Si sono valutati quattro scenari con diverso grado di implementazione degli interventi potenziali:

- Scenario 100%: Su questo caso ideale si ipotizza che tutti gli interventi previsti si portino a termine, indipendentemente di fattori tecnico-economici. Questo scenario non è realista in quanto esistono molteplici barriere economiche, tecniche e gestionali (il cosiddetto "energy efficiency gap") che non permettono l'implementazione di tutte le misure identificate.
- Scenario 80%: In questo scenario si ipotizza che tutte le misure con tempi di ritorno inferiori a 5 anni siano implementate. Questo scenario si può considerare ottimistico in quanto si riscontra un'alta variabilità ed un notevole rischio negli investimenti con tempi di ritorno tra 4 e 5 anni.
- Scenario 50%: L'implementazione di tutte le misure con tempi di ritorno inferiori ai 3 anni dovrebbe comportare un risparmio equivalente al 50% dei consumi attuali di energia. Questo

scenario dovrebbe essere considerato come scenario normale per grandi aziende con liquidità finanziaria e personale dedicato all'energia.

- Scenario 25%: Questo tasso di implementazione di può considerare come lo scenario base d'implementazione di misure in un mercato non maturo (incluso le PMI – Piccole e Medie Imprese) e con un approccio tanto di finanziamento come di sviluppo di audits con un rischio medio-alto¹⁸.

I risultati delle stime del consumo di energia finale annuale del settore industriale per il 2030 viene presentato nella è sensibilmente inferiore tra lo scenario 100% (deficit di 118 ktep, 11,6% del totale) e quello del 25% (deficit di 265 ktep, 26% dell'obiettivo totale).

Tabella 27. In nessuno degli scenari è contemplato l'ottenimento dell'obiettivo per il 2030 di 1.019 ktep. Ovviamente la deviazione tra il potenziale risparmio e l'obiettivo è sensibilmente inferiore tra lo scenario 100% (deficit di 118 ktep, 11,6% del totale) e quello del 25% (deficit di 265 ktep, 26% dell'obiettivo totale).

Tabella 27 – Risparmi di energia finale al 2030 in funzione del tasso d'implementazione di interventi

Tasso implementazione Interventi proposti in Diagnosi	Risparmio Potenziale [ktep/anno]	Consumo energia finale 2030 [ktep] (Obiettivo 1019 ktep)
Scenario 100%	21,77	1137,0
Scenario 80%	17,42	1176,2
Scenario 50%	10,88	1235,0
Scenario 25%	5,44	1284,0

Pertanto vi sono delle misure addizionali che si possono considerare, basate sulle politiche nazionali e regionali (inclusi fondi di coesione e PNRR), per aumentare l'implementazione degli interventi e intercettare ulteriori risparmi:

- Il primo obiettivo sarebbe aumentare il tasso di implementazione degli interventi, con particolare attenzione alla fascia di interventi con tempi di ritorno tra 3 e 5 anni. Questa fascia presenta un gran potenziale in termini di risparmi conseguibili e di relativamente bassi investimenti addizionali, con un ottimo rapporto costi-benefici.
- Per promuovere l'implementazione di interventi esistono meccanismi a livello nazionale che dovrebbero essere promossi. Nello specifico il meccanismo dei Certificati Bianchi ed il Fondo Nazionale di Efficienza Energetica saranno potenziati e semplificati prossimamente (d'accordo con il PNIEC 2023¹⁹), essendo di particolare utilità per il raggiungimento degli obiettivi per l'industria.

¹⁸ [Impacts, Achievements and Success Stories of relevant EU- funded projects supporting the market uptake of Energy Efficiency measures in Industry and Services - CINEA/EC](#)

¹⁹ MASE – Piano Piano Energia e Clima (PNIEC) 2023 [PNIEC_2023.pdf \(mase.gov.it\)](#)

- Altri meccanismi che possono essere utilizzati sono quelli riguardanti al Piano Impresa 4.0 (e equivalenti). Queste politiche non sono state direttamente concepite per l'efficienza energetica, ma l'implementazione anche con questi fini presenta un alto potenziale a livello energetico e di competitività aziendale.
- Le diagnosi energetiche, in generale, si concentrano nell'identificazione di soluzioni generali per i processi industriali (aria compressa, rifasamento-power quality, recupero di calore, etc..) con limitati approfondimenti su misure settoriali specifiche che hanno bisogno di progetti completi per la sua analisi. Per esempio, la valutazione tecnico-economica della sostituzione di un forno fusorio in un'acciaieria non si può approfondire in una diagnosi energetica. Per tanto sarebbe utile sviluppare analisi e strumenti finanziari specifici, focalizzati su settori hard-to-abate per identificare e promuovere investimenti nelle BAT (Best Available Technologies), nel revamping degli impianti, o in nuove tecnologie decarbonizzate (per esempio la sostituzione di forni basati su combustione di combustibili fossili con forni elettrici o ibridi).
- Addizionalmente i programmi di informazione e formazione devono essere potenziati tanto per fare conoscere le politiche a disposizione, come per migliorare la cultura dell'efficienza all'interno delle imprese. Le diagnosi, pertanto, rimangono uno strumento pivotale per aumentare l'efficienza energetica e monitorare i risultati delle politiche messe in campo.

Fare una estrapolazione dei risparmi al 2040 e 2045 è complesso e non vi sono dati a disposizione. Nella Figura 44 si mostra il consumo totale del settore per i quattro scenari di realizzazione degli interventi di diagnosi precedentemente analizzati, ipotizzando una riduzione di consumi lineare. Si sono stimati uno scenario di estrapolazione lineare per il periodo 2030-45 senza variazioni rispetto ai risparmi potenziali ottenuti. Tuttavia, all'aumentare della maturità energetica delle aziende, ovvero aumentando l'implementazione di misure di efficientamento energetico e migliorandone l'efficienza), si riduce il risparmio potenziale ottenibile. Pertanto, si è ipotizzato che per il periodo 2030-45 questa riduzione del potenziale di risparmio sia pari al 25%²⁰, rispetto ai dati 2020-2030 (nella Figura 45 vengono indicati questi scenari come 2040* e 2045*). Nella Figura 40 si mostra il consumo totale del settore per i quattro scenari di realizzazione degli interventi previsti nelle diagnosi precedentemente analizzati, ipotizzando una riduzione di consumi lineare. Sotto queste ipotesi per il 2040 si raggiungerebbe l'obiettivo regionale solamente con un'implementazione pari al 100% degli interventi identificati in diagnosi. Mentre per il 2045 sarebbe necessario un grado d'implementazione minimo dell'80%.

²⁰ Negli Stati Uniti, il tasso d'implementazione d'interventi scese dal 60% al 45% tra l'anno 1985 e 2008. Questi dati riguardano alle PMI del programma IAC. Abadie, L.M.; Ortiz, R.A.; Galarraga, I.; Markandya, A. Energy Efficiency Policy in the USA: The Impact of the Industrial Assessment Centres (IAC) Programme and State and Regional Climate Policy Actions. In The Dynamics of Environmental and Economic Systems: Innovation, Environmental Policy and Competitiveness; Springer Netherlands, 2012; pp. 61–82.

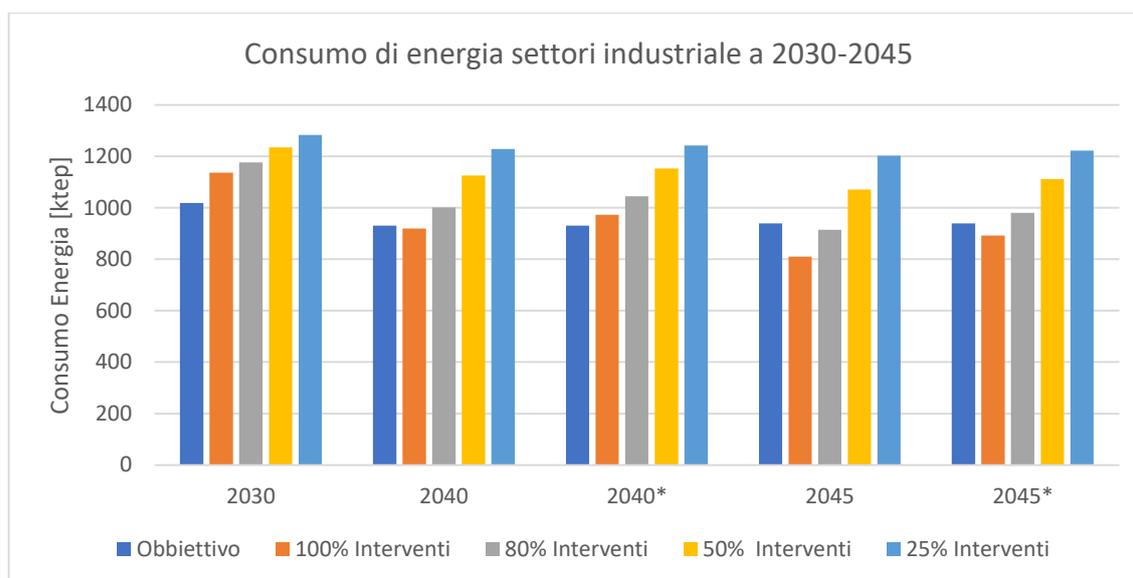


Figura 45 Potenziale consumo finale di energia [ktep] in funzione del tasso d'implementazione di interventi

Le diagnosi energetiche contengono ulteriori informazioni riguardanti i potenziali risparmi di energia primaria. Ovvero, due principali fonti di autogenerazione di energia industriale: cogenerazione (calore ed elettricità, ed in minore misura poligenerazione includendo il freddo) e fonti di energia rinnovabili (FER), fondamentalmente impianti fotovoltaici.

In una prima analisi il potenziale annuo di risparmio di calore ed elettricità dovuto ad impianti di cogenerazione (ad alto rendimento e piccola taglia) arriva a 36,6 ktep/anno, un importante risparmio considerando un attuale consumo di calore di cogenerazione dell'industria della regione di 127 ktep/anno²¹. Tuttavia, ogni impianto di cogenerazione ha bisogno di ulteriori approfondimenti oltre alla diagnosi energetica dovuto alle complessità ed ai costi d'integrazione ed operazione. Inoltre, queste analisi sono state effettuate considerando come combustibile il gas naturale con i dati del 2018, che rappresenta una doppia fonte d'incertezza. Da un lato, l'evoluzione del costo del gas naturale può penalizzare certi scenari di operazione delle cogenerazioni. Dall'altro, aumentare il consumo di gas naturale può essere contrario all'obiettivo di decarbonizzazione. Pertanto si dovrebbero approfondire questi argomenti da una prospettiva di alto rendimento, operazione flessibile ed uso di combustibili sostenibili.

Il potenziale di installazione di FER nell'industria si concentra nell'implementazione di impianti fotovoltaici, generalmente per autoconsumo. Secondo le diagnosi energetiche analizzate, il potenziale annuo di generazione di elettricità è pari a 5,57 ktep/anno. Estrapolando linearmente, il contributo di tutti gli impianti identificati potrebbe supporre una generazione (e generalmente un autoconsumo) di 116, 172 e 227 ktep/a per gli anni 2030, 2040 e 2045 rispettivamente (27%, 42% e 53% del consumo industriale). Tuttavia, è noto che il mercato del fotovoltaico si trova in una fase di grande sviluppo, ed è fortemente dipendente di aspetti regolatori. Quindi è possibile supporre che il tasso d'installazione sarà esponenziale e la copertura del autoconsumo superiore a queste stime.

²¹ Il totale della cogenerazione in 2018 ha prodotto 873 ktep di elettricità e 192 ktep di calore (Terna) https://download.terna.it/terna/Statistiche%20Regionali_2018_8d7b93cbf9ad480.pdf

Nonostante il potenziale delle FER nel comparto industriale, sono necessarie ulteriori azioni per il suo potenziamento. Di seguito si riportano alcune azioni individuate come possibile percorso che consenta di seguire la traiettoria scelta da Regione FVG.

1. Aumentare l'elettrificazione dei processi industriali dovrebbe essere una priorità, che vada però in parallelo con la decarbonizzazione della generazione dell'energia elettrica.
2. Le industrie (e particolarmente le PMI industriali) possono avere un ruolo fondamentale nelle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) per la generazione distribuita di elettricità rinnovabile, fondamentalmente orientate all'autoconsumo.
3. Nelle diagnosi energetiche non si trovano informazioni riguardanti l'uso di FER per usi termici. Si dovrebbe quintuplicare la generazione di calore (generalmente a bassa temperatura) per il 2045. Quindi sarebbe necessaria la promozione di pompe di calore industriali (assimilabili a FER) e di tecnologie solari per usi a bassa/media temperatura.
4. Per settori "hard-to-abate" e processi ad alta temperatura sarebbe necessario potenziare l'implementazione ed uso di combustibili alternativi (biogas, biomasse, idrogeno, etc.) e l'analisi di tecnologie come la cattura, uso e stoccaggio di carbonio (CCUS).
5. Si dovrebbe potenziare l'accumulo di energia per autoconsumo e come potenziale punto di accoppiamento tra i consumi elettrici e termici. Sarebbe necessario promuovere non solo l'installazione di batterie per accumulo elettrico, ma anche tecnologie per l'accumulo termico.
6. Le tecnologie di recupero di calore devono essere potenziate, includendo l'uso dei cascami termici ed il recupero in forma di elettricità (mediante uso di tecnologia Organic Rankine Cycle e simile).
7. Il teleriscaldamento basato sulle FER è una tecnologia che presenta un alto rendimento ed un alto potenziale di decarbonizzazione in processi a media/bassa temperatura.
8. La flessibilità energetica dei processi industriali può giocare un importante ruolo tanto per il risparmio di energia come per la penetrazione delle FER. Nello specifico, includere programmi per la promozione di Demand Side Management, può fornire molteplici vantaggi alle aziende industriali.

4.5 Consumi settore trasporti

Per i trasporti non ci sono differenze tra gli obiettivi dei due scenari di Policy A e B, per cui si parlerà nel seguito semplicemente di scenario di Policy, intendendo quello selezionato da Regione e che applica gli obiettivi del Repower EU alle traiettorie nazionali e regionali.

Come anno di riferimento viene assunto il 2019, dal momento che il 2020 e il 2021 sono stati caratterizzati da periodi di lock-down per il contenimento della diffusione del virus Sars-Covid19, e questo ha condizionato molto la mobilità passeggeri modificandone i comportamenti.

In mancanza di target specifici regionali per la decarbonizzazione dei trasporti regionali, vengono adottati gli obiettivi nazionali al 2050 contenuti nella Long Term Strategy (LTS) pubblicata nel 2021 e riportati nella Tabella 28e nella Tabella 29:

Tabella 28 dati del 2018 e obiettivi dello scenario di riferimento (ref) e dello scenario GREEN DEAL (gd) della Long Term Strategy (Fonte: MASE)

LTS 2021	Unità	2018	ref2050	gd2050
Auto (inclusi LDV)	Miliardi pkm	723	615	525
Moto	Miliardi pkm	32	40	37
Aerei*	Miliardi pkm	74,1	130	105
Treni pass	Miliardi pkm	62	82	98
Treni merci	Miliardi tkm	21	30	37
Truck	Miliardi tkm	127	165	134
Navi**	Miliardi tkm	65	72,5	73

*: TRAFFICO NAZIONALE ED INTERNAZIONALE

** : TRAFFICO NAZIONALE

Tabella 29 parco circolante (milioni di autovetture) al 2018, e obiettivi dello scenario di riferimento (ref) e dello scenario GREEN DEAL (gd) della Long Term Strategy (Fonte: MASE)

Alimentazione	2018	ref2050	gd2050
Energia elettrica	0,02	11	19
Gas Naturale Compresso (GNC)/bioGNC	1	3	0
GPL	3,1	3	0
Carburanti tradizioni (comprese vetture ibride no Plug in)	36,5	13	0
Idrogeno	-	0,4	4
Green fuel di origine non biologica (RFNBO)	-	-	1
Totale	40,6	30	24

Il DM del 16 marzo 2023 fissa l'obbligo di immissione in consumo al 16% per il biometano (bioGNC) e per il complessivo di carburanti rinnovabili di origine non organica (RFNBO) e di carburanti da carbonio riciclato (RCF), ma per decarbonizzare del 50% il trasporto su strada al 2030 saranno necessarie percentuali più alte. Per il biodiesel e la biobenzina, invece, si preferisce seguire le raccomandazioni dell'Associazione Europea di Costruttori di Automobili (ACEA) e fissare la soglia di miscelazione al 7% per il primo e al minimo d'obbligo di 5,7% per la seconda. L'olio vegetale idrotrattato (HVO) per i veicoli diesel può essere utilizzato in percentuali più alte senza danneggiare i motori, per cui non è necessario porre limitazioni alla sua percentuale di miscelazione. In Tabella 30 tutte le ipotesi di scenario per i carburanti rinnovabili, necessarie per raggiungere i target di decarbonizzazione al 2030 e al 2045.

Tabella 30 ipotesi di immissione in consumo e di riduzione del carbonio fossile per lo scenario Policy al 2030 e 2045

Carburanti	% miscelazione al 2030	% miscelazione al 2045	% riduzione C fossile al 2030	% riduzione C fossile al 2030
Biobenzina	7%	7%	70%	70%
Biodiesel	7%	7%	95%	95%
HVO	20%	40%	70%	70%
BioGNC/ BioGNL	20%	40%	100%	100%
RFNBO ²² (non H ₂)	20%	40%	70%	100%

Vengono, inoltre, assunti i seguenti target del Green Deal (Tabella 31), i cui atti legislativi sono in fase di approvazione ed emanazione al Parlamento Europeo:

Tabella 31 obiettivi del Green Deal per il trasporto aereo e quello marittimo

Target Green Deal – FitFOR55	2030	2045
Share carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)	5%	38%
Share carburanti sintetici per l'aviazione (compreso l'idrogeno)	1%	11%
Intensità GHG dei carburanti del trasporto marittimo dal pozzo alla scia	-6%	-59%

I risultati dei consumi dello scenario al 2030 dovranno essere coerenti - in termini di riduzione di emissioni di gas serra e composizione del mix di vettori rinnovabili - con quanto previsto dal nuovo PNIEC in fase di revisione, e di cui a fine giugno è stata pubblicata la prima versione.

4.5.1 Mobilità passeggeri

Nei sotto paragrafi che seguono viene descritta in dettaglio la metodologia di calcolo con ipotesi e parametri utilizzati per le diverse modalità di trasporto, i cui risultati aggregati per alimentazione vengono riassunti nella Tabella 32, e per modalità di trasporto in

Tabella 33:

Tabella 32: consumi ed emissioni di CO₂ per vettore energetico della mobilità passeggeri nello scenario di Policy

Alimentazione	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	33,42	85,92	0,00	0,00
IDROGENO	4,84	26,32	0,00	0,00
BENZINA	110,25	8,71	337,37	26,65
GASOLIO	41,97	0,17	129,18	0,51
GPL	8,19	0,00	22,62	0,00
GNC/GNL	9,11	5,88	22,30	14,41

²² Si considera l'immissione di e-benzina per colmare in parte la distanza dall'obbligo del DM sopracitato

CARBOTURBO	10,57	1,15	10,81	0,60
BIOBENZINA	5,46	0,08	15,43	0,01
BIODIESEL	15,61	0,48	14,41	0,15
HVO	2,28	2,88	0,00	0,00
BioGNC/bioGNL	30,21	5,91	15,25	0,00
SAF	15,61	0,48	17,38	0,00
E-BENZINA	6,30	3,70	18,85	11,07
E-GASOLIO	0,33	2,76	0,30	2,48
JET E-FUEL	0,05	0,80	0,04	0,72
TOTALE	294,18	145,24	603,95	56,60
Variazione rispetto al 2019	-27%	-64%	-50%	-95%

Tabella 33 consumi ed emissioni di CO₂ per modalità della mobilità passeggeri nello scenario di Policy

Modo	ktep 2030	ktep 2045	kt CO₂ 2030	kt CO₂ 2045
Strada di cui	264,64	119,91	555,34	37,79
Auto	235,12	95,90	492,83	11,49
Moto	17,57	14,24	41,76	18,82
TPL gomma	11,94	9,77	20,75	7,48
Ferrovia	8,61	8,19	0,13	0,06
Aviazione nazionale	6,68	7,25	19,19	14,27
Totale	294,18	145,24	603,96	56,60

4.5.2 Mobilità privata

4.5.2.1 Autovetture

Il target di riduzione dei pkm al 2050 posto dalla LTS è molto sfidante, e presuppone una rivoluzione nei comportamenti individuali dei cittadini. Si propone il seguente schema di politiche in ambito urbano (Tabella 34) ed extraurbano (

Tabella 35) per il raggiungimento di riduzione di circa il 15% per il 2030 e il 27% al 2045:

Tabella 34 ipotesi di riduzione percentuale dei passeggeri-km privati in città disaggregato per politiche al 2030 e al 2045

Riduzione pkm mobilità privata urbana	2030	2045
Smart Working e Mobility Manager	5%	10%
Digitalizzazione e offerta servizi di prossimità	3%	5%
Mobilità attiva e PUMS	5%	10%
TPL	2%	5%
Totale	15%	30%

Tabella 35 ipotesi di riduzione percentuale dei passeggeri-km privati extraurbani disaggregato per politiche al 2030 e al 2045

Riduzione pkm mobilità privata extraurbana	2030	2045
Smart working e Mobility Manager	3,2%	6,0%
Digitalizzazione e offerta servizi di prossimità	1,2%	3,8%
Treni regionali	5,3%	6,7%
TPL	0,3%	1,5%
Totale	10,0%	18,0%

Si ipotizza un aumento del coefficiente di riempimento delle auto in conseguenza delle politiche di Mobility Management e di mobilità urbana sostenibile, rispetto ai valori del 2019²³ registrati da ISFORT per il Nord-Est²⁴ (Tabella 36).

Tabella 36 coefficienti di riempimento al 2019 e ipotesi di scenario Policy al 2030 e 2045

Load Factor delle auto	ISFORT 2019	2030	2045
Urbano	1,31	1,36	1,41
Extraurbano	1,19	1,21	1,24

Si ipotizza una progressiva riduzione del parco autovetture, del 30% al 2030 e del 40% al 2045, e la ripresa delle vendite, da 30 mila al 2023 a 50 mila al 2030, per rinnovare il parco. Una forte penetrazione delle auto elettriche nelle immatricolazioni a partire già dal 2024 (10% del totale) fino a raggiungere la metà delle vendite al 2030, e una quota progressivamente più alta di auto a benzina Plug-In rispetto alle ibride, che rappresentano già il 28% delle immatricolazioni del 2022, potrebbero portare a raggiungere la composizione dei veicoli-km al 2030 e al 2045 nella seguente Tabella 37.

²³ Si è scelto di adottare il valore medio sugli spostamenti, pari a 1,31, per l'ambito urbano, e il valore medio sui km, pari a 1,19, per gli spostamenti extraurbani, per tenere conto del minore riempimento per gli spostamenti sulle lunghe distanze

²⁴ ISFORT, "17° Rapporto sulla mobilità degli italiani", 25 novembre 2020, disponibile al link: <https://www.isfort.it/wp-content/uploads/2020/12/RapportoMobilita2020.pdf>

Tabella 37 ripartizione per alimentazione dei veicoli-km delle autovetture al 2030 e 2045

% veicoli-km	2030	2045
Elettricità	19,4%	79,0%
Idrogeno	2,6%	16,0%
Ibrido Benzina	12,9%	0,0%
Benzina Plug-in	7,4%	4,0%
Benzina	30,1%	0,0%
Ibrido Gasolio	1,2%	0,0%
Gasolio	21,9%	0,0%
Benzina e GPL	2,7%	0,0%
Benzina E Metano (GNC)	1,7%	1,0%

Ipotizzando, inoltre, la penetrazione dei biocarburanti e RFNBO – Combustibili Rinnovabili di Origine non Biologica come da Tabella 30, si ottengono i consumi ed emissioni di CO₂ riportati in Tabella 38.

Tabella 38 consumi ed emissioni di CO₂ delle autovetture nello scenario Policy

Alimentazione	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	CO ₂ 2019	CO ₂ 2030	CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	0,00	23,51	72,45	0,00	0,00	0,00
IDROGENO	0,00	4,56	23,99	0,00	0,00	0,00
BENZINA	163,69	97,66	2,64	500,90	298,83	8,08
GASOLIO	165,63	37,61	0,00	509,82	115,76	0,00
GPL	8,36	8,19	0,00	23,09	22,62	0,00
GNC	7,53	4,13	1,56	18,43	10,13	3,81
BIOBENZINA	0,66	9,36	0,35	1,48	9,71	0,35
BIODIESEL	10,20	4,89	0,00	31,99	15,33	0,00
HVO	0,00	13,96	0,00	0,00	12,89	0,00
bioGNC	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00
E-BENZINA	0,00	26,76	1,33	0,00	13,14	0,00
E-DIESEL	0,00	13,96	0,00		16,37	0,00
TOTALE	356,06	245,62	102,32	1085,72	514,79	12,25
Variazione rispetto al 2019		-31%	-71%		-53%	-99%

4.5.2.2 Moto e motorini

La LTS prevede un incremento dei pkm su due ruote pari al 16% al 2050. Ipotizzando che nel 2030 l'aumento sia del 7% e che ci sia una progressiva elettrificazione del parco, del 5% nel 2030 e del 40% nel 2045, e adottando le penetrazioni dei combustibili rinnovabili in Tabella 30, si ottengono i consumi ed emissioni in Tabella 39.

Tabella 39 consumi ed emissioni per moto e motorini nello scenario Policy

Alimentazione	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	CO₂ 2021	CO₂ 2030	CO₂ 2045
ELETTRICITÀ	0,00	0,32	2,79	0,00	0,00	0,00
BENZINA	17,25	12,60	6,07	52,79	38,54	18,57
BIOBENZINA	0,07	1,21	0,80	0,14	1,11	0,25
RE-BENZINA	0,00	3,45	4,58	0,00	2,11	0,00
TOTALE	17,32	17,57	14,24	52,93	41,76	18,82
Variazione rispetto al 2019		-5%	-29%		-21%	-55%

4.5.3 Trasporto Pubblico Locale su gomma

L'obiettivo di scenario per il TPL su gomma può essere calibrato sul target di riduzione della mobilità privata, come riportato in Tabella 34 e

Tabella 35. Se si ipotizza un aumento di Load Factor, conseguente a politiche di mobilità sostenibile delle città con l'adozione di PUMS e ad un miglioramento della qualità dell'offerta dei servizi TPL, come riportato in Tabella 40, l'incremento di pkm viene soddisfatto con un potenziamento dei servizi urbano ed extraurbano minimo: rispettivamente dello 0,3% e 0,1% al 2030, e del 2,4% e 1,4% al 2045.

Tabella 40 ipotesi di scenario Policy per la nuova flotta di bus al 2030 e 2045 e il Load Factor

Ipotesi di scenario	2019	2030	2045
Posti/bus URBANO	90,86*	87,7	86,6
Posti/bus EXTRAURBANO	69,90*	65	65
%posti persi con BEB		8%	5%
%posti persi con FCEB		3%	2%
Load Factor URBANO	21%	24,5%	29%
Load Factor EXTRAURBANO	31%*	34%	37%

*: dati ricavati dal CNIT

Si adotta il rinnovo della flotta autobus previsto dal PREM-TPL per il 2030. Per il 2045 si prevede l'applicazione del nuovo regolamento sulle emissioni di CO₂ da veicoli pesanti, tuttora in fase di approvazione in sede di Consiglio e Parlamento Europei, che sancisce dal 2030 emissioni zero per i nuovi autobus urbani. Inoltre si prevede la penetrazione di FCEB - autobus ad idrogeno a celle a combustibile in ambito extraurbano, e in piccola parte anche dei BEB - autobus elettrici a batteria (Tabella 41).

Tabella 41 composizione flotta al 2030 secondo il PREM-TPL e ipotesi al 2045

Parco bus	% nel 2030 PREM-TPL	% nel 2045
BEV URBANO	41%	90%
FCEV URBANO	6%	10%
CNG URBANO	15%	0%
LNG URBANO	4%	0%
GASOLIO URBANO	35%	0%
BEB EXTRURBANO	0%	5%
FCEB EXTRURBANO	0%	20%
CNG EXTRURBANO	26%	30%
LNG EXTRURBANO	20%	35%
GASOLIO EXTRURBANO	54%	10%

CNG: gas naturale compresso; LNG: gas naturale liquefatto

Viene considerato anche il consumo dei servizi extraurbani offerti da aziende private e tour operator, ipotizzando un rinnovo del parco simile a quello della flotta extraurbano del Trasporto Pubblico e un'invarianza nei bus-km.

Adottando la penetrazione dei carburanti rinnovabili della Tabella 30, si stimano i consumi e le emissioni dello scenario Policy riportati in Tabella 42.

Tabella 42 consumi ed emissioni del TPL su gomma nello scenario Policy

Alimentazione	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2019	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	0,00	1,05	2,57	0,00	0,00	0,00
IDROGENO	0,00	0,28	2,33	0,00	0,00	0,00
GASOLIO	15,16	4,32	0,15	46,68	13,30	0,46
GNC/GNL	1,16	4,97	4,33	2,85	12,18	10,60
BIODIESEL	0,94	0,57	0,08	0,16	0,09	0,01
HVO	0,00	1,63	0,46	0,00	1,51	0,14
BIOGNC/BIOGNL	0,00	1,24	2,88	0,00	0,00	0,00
E-GASOLIO	0,00	1,63	0,46	0,00	1,00	0,00
TOTALE	17,26	15,69	13,25	49,69	28,08	11,20
Variazione rispetto al 2019		-9%	-23%		-43%	-77%

4.5.4 Trasporto ferroviario regionale

Grazie ai dati dei treni-km merci forniti da RFI, è stato possibile disaggregare i consumi ferroviari tra passeggeri e merci, utilizzando i consumi specifici pubblicati da Ferrovie dello Stato. La quota di consumi che può essere attribuita al trasporto passeggeri, pari all'incirca al 58%, è sensibilmente inferiore a quella che emerge dalle statistiche nazionali (88%).

Il target per lo scenario di policy al 2030 viene assunto pari all'obiettivo di crescita dei pkm del Piano di Trenitalia (Tabella 43) contenuto nel Contratto di Servizio (CdS) 2022-2031, corrispondente ad un +46% rispetto al 2022, a fronte di un aumento dell'offerta del 6% e del Load Factor stimato del 7%. Per il 2045 è possibile raggiungere il target dalla LTS al 2050 a parità di offerta di treni-km del 2030 e con un incremento di altri 2 punti percentuali del Load Factor (Tabella 44).

Tabella 43 Milioni di treni-km e di passeggeri-km del Piano economico finanziario di Trenitalia nel Contratto di Servizio per il Trasporto Ferroviario Regionale - Periodo 2022-2031

Piano TI	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Mtreni-km	5,88	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23
Mpkm	522	569	621	704	718	729	740	751	762	773

Tabella 44 valori di riferimento di TI al 2022 e di scenario Policy al 2030 (TI) e 2045

Servizio ferroviario regionale	TI 2022	TI 2030	Policy 2045
Passeggeri-km (M)	522	762	825
Stima Load Factor	19%	26%	28%
Treni-km (M)	5,88	6,23	6,23

Prevedendo un miglioramento dell'efficienza energetica del 2% al 2030 e del 5% al 2045 grazie al rinnovo di parte del parco rotabile, e considerando una ripartizione del servizio e dei consumi tra energia elettrica e gasolio invariante rispetto al 2019, si ottengono i consumi e le emissioni di CO₂ riportate in Tabella 45.

Tabella 45 consumi ed emissioni di CO₂ per il trasporto ferroviario regionale al 2019 e per lo scenario di Policy al 2030 e 2045

TRENO	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2019	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	8,23	8,54	8,12	0,00	0,00	0,00
GASOLIO	0,07	0,04	0,02	0,200	0,110	0,055
BIODIESEL	0,004	0,005	0,004	0,001	0,001	0,001
HVO	0,00	0,014	0,025	0,000	0,012	0,008
E-GASOLIO	0,00	0,014	0,025	0,000	0,008	0,000
TOTALE	8,298	8,61	8,19	0,20	0,13	0,06
Variazione rispetto al 2019		4%	-1%		-34%	-68%

4.5.5 Trasporto aereo passeggeri

Si adotta al 2045 la crescita di volumi di trasporto della LTS, ma la si attribuisce solo per il 20% al trasporto aereo interno. Si interpola la crescita al 2030. Ipotizzando un aumento di Load Factor del 5% al 2030 e del 10% al 2045, l'offerta di voli nazionali dovrà crescere rispettivamente del 13% e del 30%.

Per la penetrazione di carburanti per l'aviazione a basso contenuto di carbonio, si adottano gli obiettivi del FitFor55 per i SAF e i carburanti sintetici (Tabella 31).

I consumi e le emissioni stimate per lo scenario Policy sono riportati in Tabella 46:

Tabella 46 consumi ed emissioni di CO₂ al 2019 e per lo scenario di Policy

AEREO	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2019	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
Carboturbo	6,20	6,30	3,70	18,56	18,85	11,07
SAF	0,00	0,33	2,76	0,00	0,30	2,48
E-FUEL per l'aviazione	0,00	0,05	0,80	0,00	0,04	0,72
TOTALE	6,20	6,68	7,25	18,56	19,19	14,27
Variazione rispetto al 2019		108%	117%		103%	77%

4.5.1 Trasporto merci

Gli scenari della LTS per il trasporto merci prevedono, a differenza della mobilità dei passeggeri, un aumento di traffico anche su gomma, legato ad una crescita industriale e del settore della logistica. Si adottano i target della LTS anche per la Regione FVG, in mancanza di altri obiettivi regionali.

Di seguito vengono illustrati i parametri, le ipotesi e i risultati nel dettaglio delle modalità di trasporto. I risultati finali dello Scenario di Policy in totale sono riportati nelle seguenti Tabella 47 e Tabella 48:

Tabella 47 consumi ed emissioni dello Scenario di Policy per alimentazione per il trasporto merci

Alimentazione	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	9,99	24,94	0,00	0,00
IDROGENO	1,35	15,88	0,00	0,00
BENZINA	2,44	0,81	7,46	2,47
GASOLIO	61,72	5,59	189,97	17,22
GPL	1,00	0,02	2,76	0,05

GNC/GNL	2,59	7,05	6,35	17,27
BIOBENZINA	0,23	0,11	0,21	0,03
BIOGASOLIO	8,15	3,01	1,35	0,50
HVO	23,29	17,21	21,51	5,30
bioGNC/bioGNL	0,65	4,70	0,00	0,00
e-benzina	0,67	0,61	0,41	0,00
E-DIESEL	23,29	17,21	14,31	0,00
HFO	8,07	2,04	25,85	6,54
GASOLIO NAVALE	1,18	0,65	3,63	2,01
GNC/GNL NAVALE	0,30	0,57	0,72	1,40
BioGNC/bioGNL NAVALE	0,30	1,63	0,00	0,00
E-FUEL marittimi	0,00	3,27	0,00	0,00
TOTALE	145,22	105,30	274,54	52,78

Tabella 48 consumi ed emissioni dello Scenario di Policy per modo per il trasporto merci

Modo	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
STRADA	127,37	86,95	244,22	42,80
FERRO	7,36	9,10	0,11	0,04
MARE	10,48	9,25	30,20	9,95
TOTALE	145,22	105,30	274,54	52,78

4.5.2 Trasporto merci su gomma

4.5.2.1 Veicoli commerciali leggeri (VCL)

Viene adottato il target di riduzione del 27% dei veicoli-km al 2045, considerando non una riduzione dei volumi ma piuttosto un aumento del Load Factor grazie a politiche di ottimizzazione dei giri di consegna da parte degli operatori della distribuzione urbana, in conseguenza anche a piani di City Logistics delle città. Si pone un target intermedio al 2030, pari al 10% di riduzione dei veicoli-km.

Per il rinnovo del parco dei VCL, si considera al 2030 una riduzione del parco corrispondente alla riduzione dei vkm, pari al 10%, e un rinnovo pari al 34%, con una progressiva penetrazione dei veicoli elettrici (vendite al 62% nel 2030) e in parte di veicoli a idrogeno a celle a combustibile (12% al 2030), e in misura inferiore di veicoli a gas. Si ipotizza l'abbandono dei veicoli diesel nuovi a partire dal 2035, un'ulteriore riduzione del parco al 2045 con la sostituzione di tutti i vecchi diesel (Tabella 49).

Tabella 49 ipotesi di ripartizione dei veicoli-km per alimentazione al 2019 e nello scenario di Policy

Ipotesi di % vkm	2019	2030	2045
ELETTRICITÀ	0,1%	7%	60%
IDROGENO	0%	1%	15%
IBRIDO BENZINA	0,1%	1%	5%
BENZINA	6%	6%	0%
IBRIDO GASOLIO	0,2%	2%	5%

GASOLIO	92%	78%	0%
GPL	1%	2%	5%
GNC/GNL	1%	2%	10%

Adottando la penetrazione dei carburanti bio e sintetici della Tabella 50 i consumi e le emissioni dei VCL nello scenario di Policy sono i seguenti (Tabella 51).

Tabella 50 ipotesi di immissione in consumo e di riduzione del carbonio fossile per lo scenario Policy al 2030 e 2045

Carburanti	% miscelazione al 2030	% miscelazione al 2045	% riduzione C fossile al 2030	% riduzione C fossile al 2045
Biobenzina	7%	7%	70%	70%
Biodiesel	7%	7%	95%	95%
HVO	20%	40%	70%	70%
BioGNC/ BioGNL	20%	40%	100%	100%
RFNBO ^s (non H ₂)	20%	40%	70%	100%

Tabella 51 consumi ed emissioni di CO₂ al 2019 e di scenario di Policy al 2030 e 2045

VCL	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2019	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	0,00	1,14	7,56	0,00	0,00	0,00
IDROGENO	0,00	0,22	3,17	0,00	0,00	0,00
BENZINA	1,72	2,44	0,81	5,27	7,46	2,47
GASOLIO	47,77	19,25	0,22	147,03	59,24	0,67
GPL	0,00	1,00	0,02	0,00	2,76	0,05
GNC/GNL	0,00	0,78	2,29	0,00	1,91	5,60
BIOBENZINA	0,01	0,23	0,11	0,01	0,21	0,03
BIOGASOLIO	2,96	2,54	0,12	0,49	0,42	0,02
HVO	0,00	7,26	0,67	0,00	6,71	0,21
bioGNC/bioGNL	0,00	0,20	1,52	0,00	0,00	0,00
E-BENZINA	0,00	0,67	0,61	0,00	0,41	0,00
E-GASOLIO	0,00	7,26	0,67	0,00	4,45	0,00
TOTALE	52,46	42,99	17,76	152,81	83,57	9,04
Variazione rispetto al 2019		-18%	-66%		-45%	-94%

4.5.2.2 Veicoli commerciali pesanti (HDV)

La LTS prevede un aumento del 6% dei volumi di trasporto al 2045, e si ipotizza un valore intermedio del 2% al 2030. Si considera anche nel caso degli HDV un efficientamento dei servizi, con aumento del Load Factor del 12% e del 25% al 2030 e 2045, da cui consegue una riduzione dei veicoli-km pari rispettivamente al 9% e al 16%.

Si ipotizza, di conseguenza, una pari riduzione del parco ed un rinnovo delle flotte, con una progressiva penetrazione di veicoli elettrici, a idrogeno e a gas, e l'abbandono progressivo degli autocarri diesel nuovi fino al 2040, con una sostituzione dei vecchi del 41% con altre alimentazioni al 2045 (Tabella 52):

Tabella 52 ipotesi di rinnovo del parco di autocarri merci sopra le 3,5 tonnellate per alimentazione nello scenario di Policy

Hp rinnovo parco	2021	2030	2045
ELETTRICITÀ	0,0%	2,3%	20,0%
IDROGENO FCEV	0,0%	0,7%	10,0%
IDROGENO ICE	0,0%	0,7%	8,0%
IBRIDO BENZINA	0,0%	0,0%	0,0%
BENZINA	0,4%	0,0%	0,0%
IBRIDO GASOLIO	0,0%	0,5%	0,0%
GASOLIO	99,4%	93,1%	52,0%
GPL	0,0%	0,0%	0,0%
GNC	0,2%	2,6%	10,0%

Considerando sempre la penetrazione dei carburanti alternativi della Tabella 30, si ottengono consumi ed emissioni riportate in Tabella 53:

Tabella 53 consumi ed emissioni di CO₂ per i veicoli merci pesanti disaggregati per alimentazione nello scenario di Policy

HDV	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2019	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	0,00	0,91	7,26	0,00	0,00	0,00
IDROGENO FCEV	0,00	0,50	6,35	0,00	0,00	0,00
IDROGENO ICE	0,00	0,63	6,35	0,00	0,00	0,00
BENZINA	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
GASOLIO	88,58	42,44	5,37	272,64	130,64	16,52
GPL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GNC/GNL	0,00	1,81	4,76	0,00	4,44	11,67
BIOGASOLIO	5,48	5,61	2,89	0,91	0,93	0,48
HVO	0,00	16,02	16,52	0,00	14,79	5,08
bioGNC/bioGNL	0,00	0,45	3,18	0,00	0,00	0,00
E-GASOLIO	0,00	16,02	16,52	0,00	9,86	0,00
TOTALE	94,06	84,39	69,19	273,56	160,66	33,75
Variazione rispetto al 2019		-10,3%	-26,4%		-41,3%	-87,7%

4.5.3 Trasporto ferroviario delle merci

Viene adottato l'obiettivo della LTS a livello nazionale al 2045, pari ad un aumento delle tkm del 76%, e viene fissato un obiettivo intermedio di +32% al 2030. Viene ipotizzato un miglioramento dell'efficienza energetica del 5% al 2030 e del 12% al 2045. Si considera invariante la ripartizione tra treni elettrici e a gasolio e si utilizza l'immissione al consumo dei diesel alternativi – bio, idrogenati e sintetici – come da Tabella 30. I consumi e le emissioni stimate per lo scenario di Policy sono riportati in Tabella 54.

Tabella 54 consumi ed emissioni di CO₂ per il trasporto ferroviario delle merci al 2019 e nello scenario di Policy

TRENO	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2019	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
ELETTRICITÀ	5,82	7,30	9,03	0,00	0,00	0,00
GASOLIO	0,046	0,03	0,01	0,14	0,09	0,03
BIODIESEL	0,003	0,004	0,005	0,00	0,00	0,00
HVO	0,00	0,012	0,029	0,00	0,01	0,01
E-DIESEL	0,00	0,012	0,029	0,00	0,01	0,00
TOTALE	5,87	7,36	9,10	0,14	0,11	0,04
Variazione rispetto al 2019		25%	55%		-21%	-73%

4.5.4 Trasporto marittimo interno

I consumi del trasporto marittimo sono associati tutti al trasporto merci, perché non è stato possibile disaggregare quelli relativi ai passeggeri. Comunque sia, lo scenario di Policy è valido in generale, ipotizzando che la crescita del trasporto merci, quantificata nel 12% delle tkm, sia valida per tutta la navigazione, e venga associata ai consumi del 2019.

Oltre a questo obiettivo, si ipotizzano i seguenti fattori necessari per la stima dei consumi dello scenario di Policy²⁵ (Tabella 55):

Tabella 55 parametri necessari per la stima dei consumi di Scenario di Policy

HP	2030	2045
Miglioramento LF	5%	10%
Miglioramento efficienza energetica	6%	13%
% dei consumi di energia elettrica da fonti rinnovabili	80%	86%
% consumi sul totale di HFO	82%	25%
% consumi sul totale di GASOLIO MARINO	12%	8%
% consumi sul totale di GNC/GNL	3%	7%
% consumi sul totale di BioGNL	3%	20%
% consumi sul totale di RFNBO (e-metanolo)	0%	40%

²⁵ La ripartizione dei consumi per carburante ipotizzata è necessaria per soddisfare gli obiettivi di riduzione della loro intensità di GHG, considerando esclusivamente l'emissione di CO₂ (pari al 99% delle emissioni di GHG), per i carburanti sintetici vengono considerati i fattori di emissione dal pozzo al serbatoio dell'e-metanolo da fonti rinnovabili del report JEC (Prussi, M., Yugo, M., De Prada, L., Padella, M., Edwards, R., Lonza, L., "JEC Well-to-Tank report v5, EUR 30269 EN", 2020, disponibile al link: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119036>)

Vengono, inoltre, stimate le seguenti % di ripartizione dei consumi navali, sulla base dei dati nazionali di ISPRA²⁶ **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e dei dati specifici dei consumi nei porti di Trieste e Monfalcone²⁷ (Tabella 56):

Tabella 56 ipotesi di ripartizione dei consumi per fasi di navigazione e in porto per ormeggio e manovra

% consumi	2019
Navigazione	39%
Ormeggio	54%
Manovra	7%

Sulla base di quanto dichiarato nei documenti dell'AdSP MAO del Piano di sostenibilità ambientale ed efficienza energetica dei porti di Trieste e Monfalcone (progetto SUPAIR – Interreg ADRION)^{28 29}, viene considerato elettrificabile solo il 45% dei consumi della fase di ormeggio, e si ipotizza che la percentuale di navi in grado di connettersi all'OPS potrà essere pari al 50% nel 2030 e al 90% nel 2045.

Con queste ipotesi, i consumi e le emissioni di scenario di Policy risultano i seguenti (Tabella 57):

Tabella 57 consumi ed emissioni di CO₂ per la navigazione nazionale al 2019 e nello scenario di Policy

MARE	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO₂ 2019	kt CO₂ 2030	kt CO₂ 2045
Elettricità (ormeggio)	0,00	0,64	1,09	0,00	0,00	0,00
HFO	9,99	8,07	2,04	31,99	25,85	6,54
GASOLIO	1,96	1,18	0,65	6,02	3,63	2,01
GNC/GNL	0	0,30	0,57	0,00	0,72	1,40
BioGNL	0	0,30	1,63	0,00	0,00	0,00
RFNBO	0	0,00	3,27	0,00	0,00	0,00

²⁶ ISPRA, "Italian Emission Inventory 1990-2021 Informative Inventory Report 2023 - 385", 15/03/2023, disponibile al link: <https://www.isprambiente.gov.it/en/publications/reports/italian-emission-inventory-1990-2021-informative-inventory-report-2023>

²⁷ Viler M., Balzano F., "Sostenibilità Ambientale ed Efficienza Energetica nei porti di Trieste e Monfalcone", European Mobility Week 22/09/2020, disponibile al link: http://sem.comune.trieste.it/wp-content/uploads/2020/10/Webinar_05_PortiTriesteMonfalcone.pdf

²⁸ Viler M., Balzano F., "Sostenibilità Ambientale ed Efficienza Energetica nei porti di Trieste e Monfalcone", European Mobility Week 22/09/2020, disponibile al link: http://sem.comune.trieste.it/wp-content/uploads/2020/10/Webinar_05_PortiTriesteMonfalcone.pdf

²⁹ AdSP MAO, "Piano di sostenibilità ambientale ed efficienza energetica dei porti di Trieste e Monfalcone – Progetto SUPAIR", 19/11/2018, disponibile al link: https://2014-2020.ita-slo.eu/sites/default/files/progetti/D.3.1.3.2_PIANO%20AdSP-MAO%20TRIESTE.pdf

Totale	11,94	10,48	9,25	38,01	30,20	9,95
		-12%	-23%		-21%	-74%

4.5.5 Sintesi di scenario

Come descritto in dettaglio nel paragrafo precedente, la decarbonizzazione del settore trasporti può essere ottenuta riducendo la domanda di mobilità privata, migliorando l'offerta, e diversificando le fonti energetiche. In Figura 46 viene illustrata la variazione nella composizione dei consumi per vettore energetico nello scenario di Policy al 2030 e 2045 rispetto al 2019.

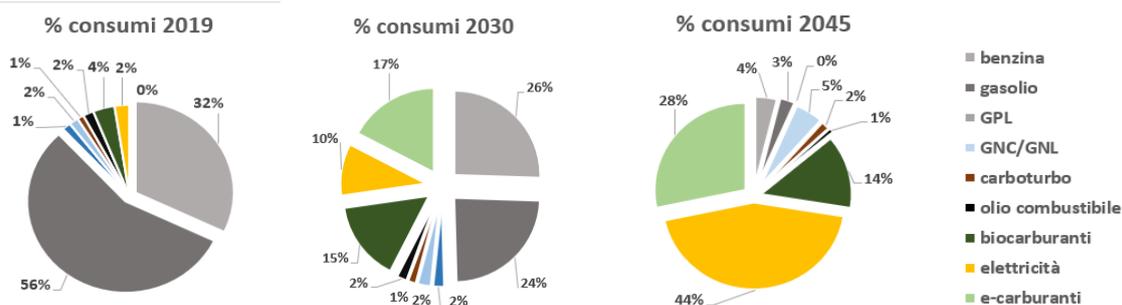


Figura 46 i consumi totali al 2019 e nello Scenario di Policy disaggregati per alimentazione

Nonostante sia stata ipotizzata una penetrazione di carburanti a basso contenuto di Carbonio molto più alta degli obiettivi del PNIEC 2023, il target al 2030 non viene raggiunto del tutto (Tabella 58).

Tabella 58 stima delle emissioni di CO₂ al 2019 e nello Scenario di Policy, e loro riduzione percentuale

CO ₂	2019	2030	2045
Emissioni CO ₂ stimate (kt)	1.672	8789	109
riduzione vs 2019		-47%	-93%
stima riduzione vs 1990		-51%	-94%

4.6 Principali potenzialità dell'idrogeno in Friuli Venezia Giulia

Il consumo di energia e le emissioni associate ai vari comparti civile, industriale e trasporti prevedono una forte riduzione per compiere gli obiettivi nel periodo 2030-2050. In funzione dello scenario di policy scelto, il grado di ambizione è variabile.

Nella Figura 47 seguente è rappresentato l'andamento delle fonti energetiche rinnovabili elettriche (FER-E) nel caso di scenario B per la Regione Friuli Venezia Giulia.

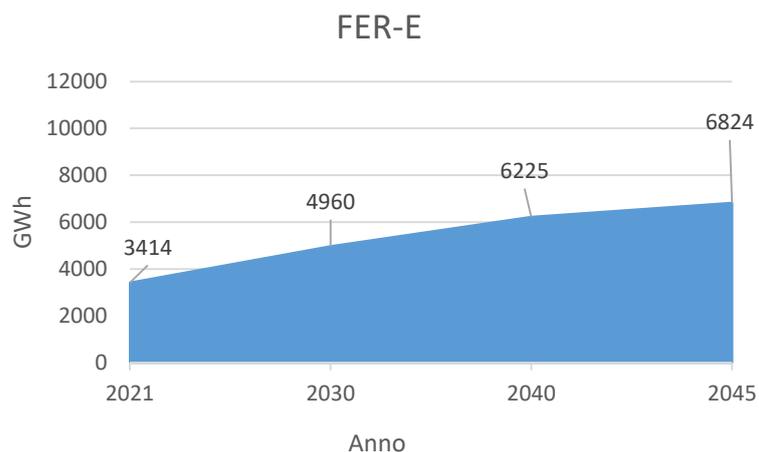


Figura 47 Andamento delle FER-E per lo scenario B per la Regione Friuli Venezia Giulia

Dal grafico si nota come la quota di energie rinnovabili elettriche al 2045 sarà raddoppiata, passando da un valore di 3.414 GWh nel 2021 a un valore di 6.824 GWh nel 2045. Tale aumento è dovuto prevalentemente al fotovoltaico (2.907 GWh) e all' idroelettrico (2.231 GWh), che al 2030 avranno raggiunto rispettivamente 1.797 GWh e 2.106 GWh.

Tuttavia, tale crescita solleva l'importante questione della possibile sovra produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili durante le ore diurne, quando la produzione di impianti fotovoltaici è al massimo e la domanda di energia potrebbe essere inferiore all'offerta. In queste circostanze, oltre all'utilizzo di impianti idroelettrici per accumulare energia mediante il pompaggio dell'acqua, si può valutare la possibilità di produrre idrogeno verde mediante elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile, come soluzione promettente per gestire l'eventuale surplus di energia elettrica, contribuendo così a rendere più efficiente e sostenibile il sistema energetico della regione.

Nel contesto delle potenzialità della regione, è possibile individuare specifici settori in cui le tecnologie dell'idrogeno potrebbero svilupparsi in modo significativo.

Settore elettrico

- Produzione in aree industriali dismesse: la realizzazione di almeno 10 progetti di produzione di idrogeno in aree industriali dismesse con capacità media di almeno 1-10 MWe ciascuno mediante un investimento incentivante di 500 milioni € (PNRR M2C2 – Inv3.1);
- Hydrogen Valley: piattaforme multifunzionali per testare e validare tecnologie della filiera dell'idrogeno in modo integrato e su una scala precommerciale. Tali piattaforme sono sviluppate dalle attività di R&S a più elevato TRL (≥ 6) e sono condotte nell'ambito di Mission Innovation (MI 2.0 - Clean Hydrogen Mission).

Settore termico

- Infrastrutture transfrontaliere - European Hydrogen Backbone³⁰. In particolare sono da considerarsi i confini dell'Austria e della Slovenia per la realizzazione di nuovi gasdotti per l'idrogeno³¹.
- Utilizzo dell'idrogeno nei settori dei prodotti chimici, dalla raffinazione del petrolio, nei settori dell'acciaio, del cemento, del vetro e della carta – Hard to Abate (PNRR M2C2 – Inv3.2): si prevede la decarbonizzazione di siti industriali appartenenti ai settori hard-to-abate, mediante l'impiego di idrogeno verde e rinnovabile con un investimento incentivante di 2 mld €

Settore trasporti

- Rinnovo dei veicoli in dotazione alla P.A., come autovetture, autobus, mezzi di servizio di pubblica utilità, compresi quelli per la raccolta rifiuti, con mezzi adibiti al trasporto su strada ad energia elettrica, ibridi, con ricarica esterna, a idrogeno e a metano - Obbligo per la P.A. di acquisto o noleggio di veicoli alternativi (Legge di Bilancio 2020, comma 10 art. 18 del decreto legislativo 257/2016, commi da 613 a 615, art. 1 della legge n° 232/2016, DM n° 530 del 23/12/2021)
- Stazioni di rifornimento per mezzi a idrogeno: Le risorse destinate dal PNRR all'Investimento in questione (230 mln€) sono indirizzate alla realizzazione di almeno 40 stazioni di rifornimento (HRS) per veicoli leggeri e pesanti entro il 30 giugno 2026 (Corridoio Ovest – Est da Torino a Trieste per i trasporti stradali pesanti) (p.es. commi da 613 a 615, art. 1 della legge n° 232/2016, PNRR M2C2 Inv3.3)
- Trasporto Navale (FuelEU Maritime): elemento chiave del pacchetto "Pronti per il 55%" dell'UE, è l'aumento della domanda e l'uso costante di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra generate dal settore del trasporto marittimo
- H2 negli ecosistemi portuali e aeroportuali (FuelEU maritime, REFuel aviation) per l'ambito marittimo si richiama il punto precedente, mentre per l'aviazione, sempre elemento fondamentale del pacchetto "Pronti per il 55%" dell'UE, è fondamentale aumentare sia la domanda che l'offerta di carburanti sostenibili per l'aviazione, i quali producono emissioni di CO2 inferiori rispetto al cherosene derivato da combustibili fossili.

Capitolo 5. Definizione degli obiettivi di Piano

L'attuale congiuntura politica, economica ed ambientale ha spinto la politica nazionale ed internazionale a porre estrema attenzione sul tema energetico. In tal senso, sia le politiche europee come il Fit for 55 ed il RepowerEU che puntano sempre più su una crescita economica sostenibile, sia l'agenda nazionale rappresentata dal PNIEC, vengono recepite a livello regionale tramite la pubblicazione della l.r. 04/2023 (FVGreen) e della Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile. Queste ultime pongono quindi le basi per il processo di transizione verso la neutralità climatica del Friuli Venezia Giulia, anticipando di cinque

³⁰ L'iniziativa European Hydrogen Backbone (EHB) è costituita da un gruppo di trentadue operatori di infrastrutture energetiche allo scopo di realizzare una infrastruttura europea per il trasporto dell'idrogeno dai luoghi di importazione e di produzione verso i centri di consumo. L'iniziativa mira a definire il ruolo dell'infrastruttura dell'idrogeno - basata su gasdotti esistenti riadattati o di nuova costruzione per consentire lo sviluppo di un mercato europeo dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni.

³¹ <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>

anni il target di de-carbonizzazione previsto per il 2050, portandolo al 2045. Ai fini del soddisfacimento di queste necessità, il Piano Energetico Regionale si incentra su 2 Macro-Obiettivi, descritti di seguito.

5.1 I macro-obiettivi

Sicurezza energetica: l'obiettivo è garantire un approvvigionamento energetico stabile e affidabile, non solo nelle condizioni standard di esercizio, ma anche a fronte di eventi imprevisti come:

- Condizioni meteorologiche estreme: a titolo di esempio la siccità del 2022 che ha causato una riduzione di oltre il 50% della produzione di energia da impianti idroelettrici siti sul territorio regionale
- Disastri naturali: a titolo di esempio la tempesta Vaia che nel 2018 ha causato ingenti danni, con ripercussioni anche sul sistema energetico, specialmente nella fascia montana del territorio regionale
- Guasti ai sistemi: a titolo di esempio problematiche derivanti da sovraccarichi di rete o collegate ai punti sopra descritti
- Tensioni geopolitiche: a titolo di esempio il conflitto Russo-Ucraino che ha causato rilevanti variazioni al prezzo dell'energia e seri problemi di approvvigionamento del gas per gran parte dell'Europa

Indipendenza energetica: l'obiettivo è garantire al territorio regionale la maggior autonomia possibile rispetto alle forniture esterne di energia, promuovendone la produzione interna e riducendo i consumi del territorio. Ciò non implica l'isolamento rispetto al sistema energetico extra-regionale bensì un rafforzamento del ruolo della Regione come attore energetico nel panorama nazionale ed internazionale.

Al fine di declinare opportunamente le misure attive delle strategie di piano, i Macro-Obiettivi sono stati dettagliati in due ulteriori livelli di definizione: Obiettivi Generali ed Obiettivi di Piano.

5.2 Gli obiettivi generali

Gli Obiettivi Generali hanno la funzione di definire i settori principali d'intervento per il raggiungimento delle finalità indicate nei 2 Macro-Obiettivi.

La finalità della Sicurezza energetica dovrà essere ottenuta tramite il perseguimento di 3 distinti Obiettivi Generali:

1. **Garantire la continuità di servizio:** punto fondamentale della sicurezza energetica sarà il raggiungimento del massimo grado possibile di continuità del servizio di erogazione dell'energia. Ciò al fine di garantire l'operatività, in ogni condizione, di infrastrutture critiche in ambito sanitario, trasportistico, formativo e di sicurezza pubblica. Oltre a tali ambiti l'obiettivo punta a garantire stabilità energetica anche al sistema produttivo regionale, rendendo quindi le attività economiche più resilienti a fenomeni che ne potrebbero rallentare, o bloccare del tutto, i processi produttivi.
2. **Garantire l'accesso all'energia:** essenziale per l'ottenimento di adeguati standard di sicurezza sarà garantire l'accesso all'energia a territori, comunità, categorie sociali più svantaggiati da questo punto di vista. L'obiettivo sarà quindi quello di implementare le infrastrutture energetiche dove carenti o assenti del tutto e di garantire condizioni economiche che rendano fruibile un adeguato paniere energetico anche per tali categorie.

3. **Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica:** l'ottenimento di un adeguato livello di sicurezza energetica necessita, oltre che dell'impegno di Pubblica Amministrazione, Enti e imprese, anche del contributo dei singoli cittadini. L'obiettivo è quindi promuovere una partecipazione il più possibile attiva della cittadinanza al processo di transizione energetica in genere informando e sensibilizzando i cittadini riguardo l'importanza del tema e del loro ruolo in merito.

La finalità dell'Indipendenza energetica dovrà essere ottenuta tramite il perseguimento di 2 distinti Obiettivi Generali:

1. **Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti:** la generale riduzione dei consumi in territorio regionale e l'efficientamento degli impianti, che permetterà un migliore utilizzo dell'energia, comporteranno una minore necessità di importazioni da altre regioni o altre nazioni, favorendo quindi il conseguimento dell'indipendenza energetica.
2. **Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER):** l'incremento di produzione di energia sul territorio regionale renderà il Friuli Venezia Giulia più autonomo per quanto riguarda le forniture energetiche. Tale aumento di produzione dovrà essere conseguito tramite l'utilizzo di Fonti Energetiche Rinnovabili, riducendo quindi sempre più l'impatto ambientale del sistema energetico e contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica fissati dall'Unione Europea.

5.2.1 Gli obiettivi di Piano

Ogni obiettivo generale definito nel paragrafo precedente viene declinato in diversi Obiettivi di Piano, che definiscono nel dettaglio i singoli settori d'intervento del Piano Energetico. Da ogni Obiettivo di Piano discendono le azioni che verranno implementate per il raggiungimento delle finalità indicate nei due Macro-Obiettivi. Di seguito vengono riportate le descrizioni dei singoli Obiettivi di Piano sottostanti ai livelli Macro e Generali precedentemente definiti.

Sicurezza energetica - Garantire la continuità di servizio

Sviluppare le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER): tramite lo sviluppo delle CER si punta alla diffusione di un modello di produzione e consumo di energia in loco, rendendo quindi il più autonome possibile le realtà regionali dai meccanismi di funzionamento delle grandi reti di distribuzione, riducendo quindi la possibilità di problematiche connesse al funzionamento delle stesse.

Sviluppare e salvaguardare le reti: i requisiti base per ottenere un'adeguata continuità di servizio sono lo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione affinché possano soddisfare delle esigenze in continuo mutamento e la salvaguardia della loro operatività. L'obiettivo è quindi l'implementazione di misure di adeguamento, salvaguardia e monitoraggio delle reti che garantiscano l'operatività delle stesse anche in condizioni di funzionamento diverse da quelle attuali, non ideali e/o critiche.

Diffondere l'autoconsumo collettivo: si applica lo stesso concetto che si pone alla base delle CER anche ai singoli edifici, incentivando quindi la produzione ed il consumo di energia in loco, rendendo il singolo fabbricato più resiliente rispetto a situazioni emergenziali dovute a criticità sulla rete di distribuzione.

Incrementare la resilienza energetica del settore industriale: la continuità della fornitura energetica risulta di grande importanza per il settore industriale e per i processi produttivi in

genere. L'obiettivo è quindi garantire alle imprese regionali sistemi a supporto dei processi produttivi che entrino in funzione in caso di criticità alla rete di distribuzione, permettendo ai processi produttivi di continuare senza interruzioni o rallentamenti.

Sicurezza energetica – Garantire l'accesso all'energia

Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas: ai fini della garanzia di accesso all'energia l'efficientamento del sistema energetico costituisce un passo fondamentale, specialmente per le zone della Regione che, a causa della configurazione geografica del territorio o delle condizioni socioeconomiche, presentano infrastrutture energetiche non adeguate alle esigenze della cittadinanza. L'obiettivo è quindi l'ottenimento di un livello minimo di servizio erogabile dal sistema energetico, al fine di abbattere i costi di acquisto dei vettori energetici per le comunità più disagiate e garantire flussi energetici più stabili in condizioni standard e/o critiche.

Ridurre la povertà energetica: la difficoltà o l'impossibilità da parte di famiglie o individui di procurarsi un paniere minimo di beni e servizi energetici comporta conseguenze negative sullo standard di vita. L'obiettivo è quindi la riduzione del fenomeno della povertà energetica in modo da garantire alle fasce di popolazione più svantaggiate i servizi energetici fondamentali quali: riscaldamento, raffreddamento, illuminazione, gas per cucinare.

Sicurezza energetica – Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica

Favorire un senso di aggregazione e comunità: lo sviluppo di un forte senso comunitario risulta di grande importanza per la transizione energetica poiché ogni singolo cittadino può contribuire, da solo o in collaborazione con altri, al perseguimento degli obiettivi comuni. L'obiettivo è quindi porre grande enfasi, tramite campagne di informazione e sensibilizzazione, sull'importante ruolo che i cittadini possono avere in questo percorso di perseguimento comune degli obiettivi, come dimostrano i risultati ottenibili tramite le Comunità Energetiche Rinnovabili.

Indipendenza energetica – Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti

Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione: gli edifici direttamente amministrati dalle Pubbliche Amministrazioni costituiscono in alcune situazioni una parte importante del patrimonio edilizio. Un efficientamento di tali fabbricati con conseguente riduzione dei consumi contribuirebbe all'abbassamento della richiesta di energia a livello regionale, oltre a porsi come possibile caso-studio e apripista per progetti di efficientamento di privati ed imprese.

Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei privati: il settore residenziale rappresenta un'importante percentuale dei consumi finali di energia a livello regionale. In tal senso, un processo strutturato e continuativo di efficientamento energetico dei sistemi edificio-impianto garantirebbe importanti riduzioni dei consumi finali di energia del territorio regionale.

Ridurre i consumi delle imprese: il tessuto produttivo regionale necessita di importanti quantità di energia ed impatta in modo rilevante sul bilancio energetico regionale. In tal senso promuovere l'efficientamento sia dei fabbricati in cui si svolgono le attività produttive che dei processi produttivi stessi può contribuire al raggiungimento dell'indipendenza energetica della Regione oltre a fornire, sperabilmente, un vantaggio competitivo alle imprese regionali, derivante dai minori costi sostenuti dalle stesse per la realizzazione dei prodotti da immettere sul mercato.

Elettrificare i consumi: l'obiettivo dell'elettrificazione dei consumi finali è posto al fine di ridurre l'uso dei combustibili fossili, risultato ottenibile tramite l'uso di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, soluzione migliore per accelerare la transizione energetica e la decarbonizzazione delle attività antropiche.

Indipendenza energetica – Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)

Semplificare le procedure autorizzative: la realizzazione di impianti per la produzione di energia è sottoposta a varie tipologie di autorizzazioni. In tal senso un processo di semplificazione, snellimento e digitalizzazione delle procedure autorizzative velocizzerebbe la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia da FER, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica entro le scadenze fissate dall'Unione Europea.

Sviluppare la filiera delle biomasse legnose: il territorio del Friuli Venezia Giulia presenta una notevole ricchezza di risorse legnose, già inserite in un processo di sfruttamento a fini produttivi e, in taluni casi, energetici. L'obiettivo è il potenziamento di tale filiera, in modo da poter sfruttare nel miglior modo possibile la risorsa legnosa presente sul territorio regionale, generando così non solo risorse aggiuntive per la produzione di energia da FER, ma anche opportunità economiche e migliori processi di gestione del territorio, per i territori coinvolti nella filiera.

Promuovere l'autosufficienza energetica delle imprese agricole: il settore agricolo presenta delle caratteristiche che lo rendono un grande consumatore ma anche un potenziale grande produttore di energia. L'obiettivo è quindi incentivare lo sfruttamento delle peculiarità di tale settore, come ad esempio gli scarti di produzione e i vasti spazi disponibili, per la produzione di energia da FER che ne vada a servire i consumi, rendendo il settore il più autonomo possibile dal punto di vista energetico.

Sviluppare la filiera dell'idrogeno: l'attenzione sull'idrogeno come strumento per la transizione energetica è in continua crescita a tutti i livelli politici. In ambito regionale sono già presenti due progetti: la North Adriatic Hydrogen Valley (NAHV), in collaborazione con la Slovenia e la Croazia, e il progetto PNRR per la produzione di idrogeno verde in aree dismesse. Le potenzialità dell'idrogeno in tema energetico si estendono su svariati settori; l'obiettivo è quindi promuovere lo sviluppo della filiera completa di produzione e consumo dello stesso. Ciò comporterà non solo vantaggi in tema strettamente energetico ma anche la creazione di nuove possibilità lavorative ed economiche connesse alla filiera stessa.

Valorizzare le fonti energetiche meno disponibili: la transizione energetica passa necessariamente attraverso lo sfruttamento di energia prodotta tramite FER. Tuttavia tali fonti risultano, per definizione, non costanti in termini di producibilità. Inoltre in ambito regionale alcune fonti risultano già sfruttate al massimo (idroelettrico) o non sfruttabili a causa delle peculiarità del territorio (eolico). L'obiettivo è quindi la maggior diversificazione possibile delle FER utilizzate nella produzione di energia, al fine di garantire la maggior flessibilità possibile al sistema energetico regionale. In tal senso la valorizzazione delle fonti energetiche meno disponibili come il geotermico, il mini-idroelettrico, le biomasse agricole risultano di grande importanza nell'ampliamento del paniere energetico a disposizione del territorio regionale.

La tabella seguente riassume la struttura complessiva degli obiettivi del Piano Energetico Regionale:

Macro-Obiettivo	Obiettivo Generale	Obiettivo di Piano
Sicurezza energetica	Garantire la continuità di servizio	Sviluppare le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)
		Sviluppare e salvaguardare le reti
		Diffondere l'autoconsumo collettivo
		Incrementare la resilienza energetica del settore industriale
	Garantire l'accesso all'energia	Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas
		Ridurre la povertà energetica
Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	Favorire un senso di aggregazione e comunità	
Indipendenza energetica	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione
		Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei privati
		Ridurre i consumi delle imprese
		Elettrificare i consumi
	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	Semplificare le procedure autorizzative
		Sviluppare la filiera delle biomasse legnose
		Promuovere l'autosufficienza energetica delle imprese agricole
		Sviluppare la filiera dell'idrogeno
		Valorizzare le fonti energetiche meno disponibili

Capitolo 6. Dai macro-obiettivi alle Linee di intervento

Di seguito si riportano in maniera schematica e alla luce delle analisi settoriali dello scenario di Piano, le linee di intervento che la Regione intende adottare per il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Le linee di intervento sono state individuate per ogni macro-obiettivo e costituiranno la guida con cui strutturare le azioni di Piano. In Tabella 59 sono inserite quelle relative alla Sicurezza Energetica, mentre in Tabella 60 quelle relative all'Indipendenza Energetica.

Tabella 59 Declinazione delle azioni di piano per il macro-obiettivo Indipendenza Energetica

Macro-obiettivo: INDIPENDENZA ENERGETICA		
Obiettivo generale	Obiettivo di Piano	Linea intervento
Garantire la continuità di servizio	Sviluppare le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)	Studio di settore
		Predisposizione di strumenti di supporto tecnico
		Interventi a regia regionale (opere, impianti, attrezzature)
		Attività di governance
		Contributi per la realizzazione di opere o impianti
	Sviluppare e salvaguardare le reti	Attività di governance sulle reti elettriche
		Studio di settore relativo alle reti elettriche
		Studio di settore relativo alle reti gas
	Diffondere l'autoconsumo collettivo	Contributi per la realizzazione di opere o impianti
		Informazione e sensibilizzazione
Incrementare la resilienza energetica del settore industriale	Contributi per la realizzazione di opere o impianti	
Garantire l'accesso all'energia	Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas	Studio di settore
	Ridurre la povertà energetica	Contributi per la realizzazione di opere o impianti a supporto dei soggetti vulnerabili
		Informazione e sensibilizzazione a nuove abitudini comportamentali
		Attività di governance
Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	Favorire un senso di aggregazione e comunità	Informazione e sensibilizzazione
		Attività di governance
		Interventi a regia regionale

Tabella 60 Declinazione delle azioni di piano per il macro-obiettivo Sicurezza Energetica

Macro-obiettivo: SICUREZZA ENERGETICA		
Obiettivo generale	Obiettivo di Piano	Linea intervento
Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione	Contributi per la redazione dei piani comunali per l'energia e l'illuminazione pubblica
		Interventi a regia regionale (opere, impianti, attrezzature)
		Formazione e strumenti di supporto tecnico
	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei privati	Informazione e sensibilizzazione
		Contributi per la realizzazione di opere o impianti
	Ridurre i consumi delle imprese	Informazione e sensibilizzazione
	Elettrificare i consumi	Interventi a regia regionale sui trasporti (opere, impianti, attrezzature)
		Attività di governance
		Formazione di figure professionali
	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	Semplificare le procedure autorizzative
Sviluppare la filiera delle biomasse legnose		Contributi per la realizzazione di opere o impianti
		Informazione e sensibilizzazione
		Attività di governance
Promuovere l'autosufficienza energetica delle imprese agricole		Attività di governance
		Formazione e strumenti di supporto tecnico
Sviluppare la filiera dell'idrogeno		Interventi a regia regionale (opere, impianti, attrezzature)
		Contributi per la realizzazione di opere o impianti
		Formazione di figure professionali
Valorizzare le fonti energetiche meno disponibili		Studio di settore
		Contributi per la realizzazione di opere o impianti