



PER

Piano energetico regionale

Proposta di Piano energetico regionale



PER | PIANO ENERGETICO REGIONALE

PIANO ENERGETICO REGIONALE

Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia

Direzione centrale difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibile

Gruppo di lavoro:

Ing. Elena Caprotti – Direttore del Servizio transizione energetica

Avv. Federica Cappelletto

Arch. Stefania Masuino

PhD. Amedeo Pezzi

Gruppo di lavoro ENEA:

Francesca Hugony, Alberto Mastrilli (coordinamento)

Claudia Bassano

Viviana Cigolotti

Luca Colasuonno

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

Gruppo di lavoro e-Frame S.r.l.:

Elisa Tomasinsig

Francesca Visintin

Tamara Timoleone

*"Non è la più forte delle specie che sopravvive,
né la più intelligente,
ma quella più reattiva ai cambiamenti."
Charles Robert Darwin*

Giugno 2024

Sommario

Capitolo 1. Introduzione	8
1.1 Scopo e obiettivi del piano energetico regionale	8
1.2 Il precedente piano energetico ed i suoi obiettivi	10
1.3 Il Piano energetico Regionale: un'opportunità di condivisione degli obiettivi con il territorio	10
Capitolo 2. Contesto Normativo attuale	12
2.1 Le recenti evoluzioni del contesto normativo internazionale ed europeo	12
2.1.1 Il contesto internazionale	12
2.1.2 Le politiche energetiche europee	13
2.1.3 La governance dell'energia e del clima	16
2.2 Quadro legislativo nazionale in materia energetica e climatica	16
2.2.1 Il PNIEC	17
2.2.2 La Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra	24
2.2.3 La Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSS)	25
2.3 Quadro regionale in materia energetica e climatica	25
2.3.1 DM Burden Sharing e il monitoraggio degli obiettivi regionali sulle FER	25
2.3.2 La Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile - SRSS	26
2.3.3 La normativa Regionale in materia di Energia e Sostenibilità	27
Capitolo 3. Consumi e produzione energetica in ambito regionale	28
3.1 Domanda di energia regionale	29
3.1.1 Consumo Interno Lordo	29
3.1.2 Consumi energetici finali	31
3.1.3 Quadro di sintesi: domanda e offerta di energia nel Friuli-Venezia Giulia	39
3.1.4 Intensità energetica	41
3.2 Il Consumo energetico pro-capite	44
Capitolo 4. Quadro del sistema energetico regionale	46
4.1 Capacità e produzione degli impianti di generazione di energia elettrica e termica	46
4.1.1 Produzione annuale lorda – dati nazionali	46
4.1.2 Potenza lorda installata – dati nazionali	48
4.1.3 Potenza lorda installata in Friuli Venezia Giulia da fonti tradizionali	48
4.2 Impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili	50
4.2.1 Produzione da impianti fotovoltaici	51
4.2.2 Produzione da impianti ad energia geotermica	60

4.2.3	Produzione da impianti idroelettrici	86
4.2.4	Produzione da impianti a bioenergie	95
4.3	Efficienza energetica nei principali settori	105
4.3.1	Efficienza energetica nel settore civile	106
4.3.2	Efficienza energetica nel settore industriale	128
4.3.3	Efficienza energetica nel settore dei trasporti	167
4.4	La povertà energetica: dimensione nazionale e regionale del fenomeno	178
4.4.1	Aspetti definitivi	178
4.4.2	Approcci e metodologie di misurazione	185
4.4.3	Indicatori di povertà energetica: il quadro regionale	186
4.5	I Piani energetici locali in FVG	188
Capitolo 5. Lo scenario di Piano		191
5.1	Analisi scenari evolutivi	192
5.2	Scenari regionali per la produzione di energia elettrica	195
Capitolo 6. Definizione degli obiettivi di Piano		199
6.1	I macro-obiettivi	199
6.2	Gli obiettivi generali	199
6.3	Gli obiettivi di Piano	200
6.3.1	Sicurezza energetica	200
6.3.2	Indipendenza energetica	201
Capitolo 7. Strategie di sviluppo delle fonti rinnovabili		205
7.1	Identificazione delle fonti rinnovabili disponibili in regione e analisi delle potenzialità di sviluppo	205
7.1.1	Settore bioenergie	205
7.1.2	Settore Fotovoltaico	222
7.1.3	Settore geotermia	237
7.1.4	Valutazione del potenziale geotermico "Closed loop" della regione FVG	237
7.1.5	Settore Idroelettrico	248
7.2	Principali potenzialità dell'idrogeno	249
7.2.1	Scenario PNIEC	249
	7.2.2 Idrogeno vettore energetico per la decarbonizzazione	253
7.2.3	Stato dell'arte, politiche e attività sull' idrogeno nella regione Friuli Venezia Giulia	255
7.2.4	Principali potenzialità dell'idrogeno in Friuli Venezia Giulia	259
7.3	Formazione e informazione	263

Capitolo 8. Identificazione delle opportunità di efficienza energetica	264
8.1 Settore civile.....	264
8.1.1 <i>Sintesi della stima del potenziale di riduzione dei consumi nel settore Civile</i>	269
8.2 Settore industriale.....	270
8.2.1 <i>Sintesi della stima del potenziale di riduzione dei consumi nel settore Industria</i>	275
8.3 Settore trasporti	276
8.3.1 <i>Mobilità passeggeri</i>	279
8.3.2 <i>Mobilità privata</i>	279
8.3.3 <i>Trasporto Pubblico Locale su gomma</i>	282
8.3.4 <i>Trasporto ferroviario regionale</i>	284
8.3.5 <i>Trasporto aereo passeggeri</i>	285
8.3.6 <i>Trasporto merci</i>	285
8.3.7 <i>Trasporto merci su gomma</i>	287
8.3.8 <i>Trasporto ferroviario delle merci</i>	290
8.3.9 <i>Trasporto marittimo interno.....</i>	290
8.4 Formazione e informazione.....	292
Capitolo 9. Le azioni di Piano.....	293
Capitolo 10. Governance e Piano di monitoraggio	306
10.1 Il sistema di governance.....	306
10.2 Il monitoraggio del piano.....	307
Capitolo 11. Risorse finanziarie del Piano	320
11.1 Approccio metodologico	320
11.1.1 <i>Efficientamento energetico</i>	321
11.1.2 <i>Produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile (FER) incluse configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile (CER) e autoconsumo collettivo.....</i>	322
11.1.3 <i>Settore dei trasporti.....</i>	322
11.1.4 <i>Filiera dell'idrogeno rinnovabile</i>	322
11.1.5 <i>Settore forestale e utilizzo delle biomasse</i>	323
11.2 Risultati per azione di Piano.....	324
11.2.1 <i>Sintesi.....</i>	345
Capitolo 12. Linee di indirizzo per la Comunicazione del Piano	347
12.1 Confronto e partecipazione	347
12.2 Diffusione e disseminazione	353
12.3 Sinergie con altre Direzioni centrali.....	354

Capitolo 13. Norme Tecniche di Attuazione	356
--	------------

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'articolo 5 della Legge n. 10 del 9 gennaio 1991 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 n. 112 del 31 marzo 1998, hanno trasferito 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 della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia (di seguito, la Regione) ingloberà gli obiettivi del Green Deal e 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 regionale del 17 febbraio 2023, n. 4 "FVGreen - Disposizioni per lo sviluppo sostenibile e la transizione ecologica del Friuli Venezia Giulia", 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 la RAFVG 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.

Il PER della Regione Friuli Venezia Giulia si pone l'obiettivo di raggiungere il 2030 con circa 6720 GWh di produzione di energia elettrica da FER, corrispondente ad una copertura del 79% (44% nel 2021) sul totale dell'energia elettrica prodotta dalla Regione. Questo obiettivo risulta coerente con la traiettoria assegnata al Friuli Venezia Giulia dalla bozza di Decreto Aree Idonee che impone un incremento di potenza FER installata al 2030 di 1,96 GW rispetto al 31 dicembre 2020. La Regione ha previsto di raggiungere tale obiettivo operando su due fronti, sostenendo le iniziative di parte da un lato in maniera indiretta per un totale di potenza installata di 1,16 GW, dall'altro in maniera diretta per i restanti 0,80 GW. In quest'ottica l'azione 02.1, di tipo diretto, punta ad assegnare al settore civile 0,50 GW di nuova potenza FER installata.

I consumi di energia termica nei settori Civile e Industriale saranno coperti nel 2030 per il 29% (20% nel 2021) da FER termiche. Il consumo finale lordo regionale al 2030, per essere in linea con gli obiettivi europei del REPowerEU applicato agli obiettivi nazionali, dovrà invece raggiungere i 2,47 Mtep, constatando un consumo di circa 3,33 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 le tendenze dei consumi e delle 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 ed i suoi obiettivi

Il PER 2015 puntava verso la trasformazione degli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili, tramite il potenziamento della rete di distribuzione (smart grid, teleriscaldamento, sistemi di accumulo); altri obiettivi del PER 2015 erano poi 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, mediante l'utilizzo della 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 sink carbon, 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 energetica sia negli edifici pubblici che in quelli 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 realizzazione di infrastrutture 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, 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 ha posto in essere due tipologie di azioni: nella prima, che corrisponde ad una “fase partecipativa”, è stato attivato un processo di consultazione pubblica con associazioni, parti sociali e specifici stakeholders locali o nazionali, al fine di raccogliere osservazioni e concertare l'accoglimento delle stesse in un processo bottom-up; nella seconda, corrispondente alla “fase divulgativa”, verrà invece condiviso con i cittadini l'avanzamento delle attività di attuazione e monitoraggio del Piano Energetico Regionale, una volta pubblicato.

Nell'ambito della prima fase, a fine settembre, ossia a 9 mesi dall'inizio dell'elaborazione del Piano, la Regione 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 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 di 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.

Sono le azioni definite dal Piano che permetteranno a Regione di raggiungere gli obiettivi prefissati. Visto il tema trasversale della pianificazione energetica che coinvolge quasi la totalità delle direzioni Centrali regionali, è stato attivato un processo partecipativo interno per la condivisione delle iniziative da mettere in atto per la realizzazione del Piano.

A tale scopo sono stati individuati **più gruppi interni portatori di interessi rispetto agli obiettivi identificati e con questi sono state avviati dei confronti** al fine di ottimizzare le risorse già attivate in ogni direzione centrale e **condividere gli indirizzi programmatici del Piano**. Di seguito i gruppi regionali attivati per la condivisione e la finalizzazione delle azioni di Piano:

1. FER idrico
2. FER geologico
3. FER Fotovoltaico
4. FER rifiuti – produzione di biogas da impianti di digestione anaerobica, termovalorizzatori
5. FER foreste
6. FER agroalimentare (agrivoltaico, residui agricoli per energia)
7. Industrie – attività produttive, sviluppo economico locale, agenzia lavoro e impresa
8. Edilizia
9. Trasporti, mobilità lenta
10. Porti e intermodalità
11. Ricerca e istruzione
12. Paesaggio e Governo del Territorio
13. Valutazioni ambientali
14. Gruppo di lavoro interdirezionale idrogeno

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 Autonoma 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 l'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. In tale contesto, 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 nell'Unione Europea. 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.

Tabella 2.1 Principali obiettivi UE all'orizzonte 2030 su clima ed energia

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.

Prestazione energetica degli edifici. Direttiva 2024/1275/UE
Obiettivo di avere al 2050 un parco immobiliare decarbonizzato, a “emissioni zero”

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.

Inoltre, le nuove direttive rafforzano ulteriormente il ruolo degli enti locali nel processo di transizione energetica e decarbonizzazione del territorio.

EED:

- Gli enti pubblici nel loro insieme, dovranno ridurre almeno dell'1,9 % l'anno rispetto al 2021, i propri consumi di energia finale (articolo 5 della Direttiva 2024/1275/UE);
- Almeno il 3 % della superficie coperta utile totale degli edifici riscaldati e/o raffrescati di proprietà degli enti pubblici dovrà essere ristrutturato ogni anno per trasformarli in edifici a emissioni zero o quanto meno in edifici a energia quasi zero (articolo 6 della Direttiva 2024/1275/UE);
- Le autorità regionali e locali dovranno elaborare piani locali di riscaldamento e raffrescamento, almeno nei comuni con popolazione complessiva superiore a 45 000 abitanti (articolo 25 della Direttiva 2024/1275/UE).

EPBD:

- Dal 1° gennaio 2028, gli edifici di nuova costruzione di proprietà di enti pubblici dovranno essere edifici a zero emissioni (ZEB). (Articolo 7 della Direttiva 2024/1275/UE);
- Per gli edifici occupati da enti pubblici o di proprietà di questi ultimi, entro il 1° gennaio 2033 gli Stati membri provvedono all'installazione del pre-cablaggio per almeno il 50 % dei posti auto. (Articolo 14 della Direttiva 2024/1275/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 da un lato il risparmio di energia, nello specifico chiedendo di ridurre del 18% l'utilizzo del gas naturale, dall'altro la produzione di 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 nel 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. Esso 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 n. 10 del 9 gennaio 1991 recante "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia", 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 II 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 raggiungere 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 2.2 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 (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.

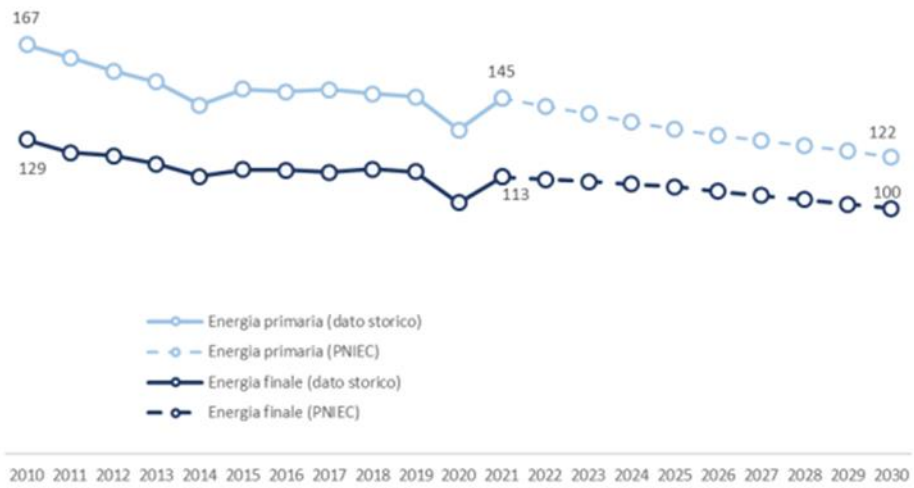


Figura 2.1 Traiettoria dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2010-2030. Fonte: PNIEC 2023

In relazione al PNIEC 2023 si riportano di seguito le figure che riportano le proiezioni del consumo interno lordo e dei consumi finali al 2040.

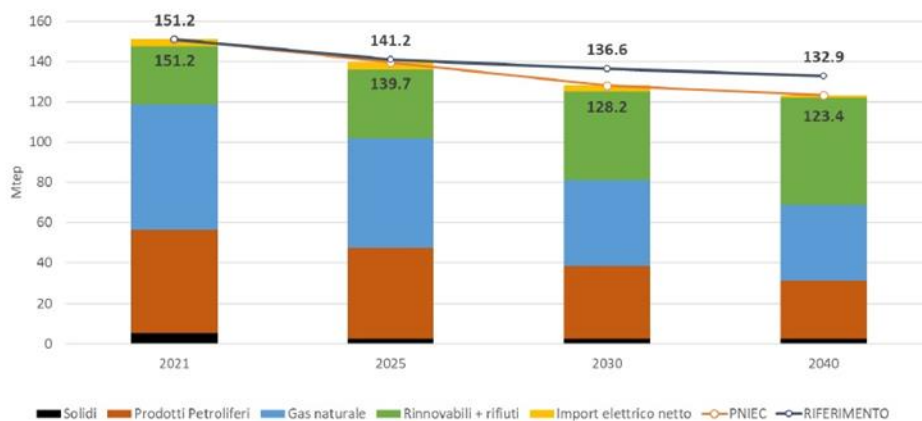


Figura 2.2 Evoluzione consumo interno lordo - Scenario di Riferimento e PNIEC. Fonte: PNIEC2023

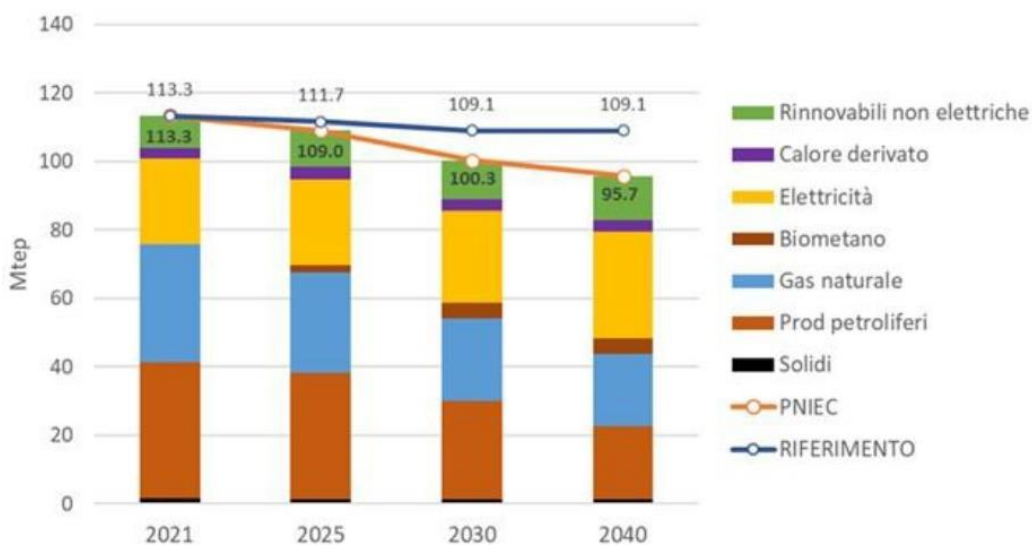


Figura 2.3 Evoluzione dei consumi finali per fonte al 2040 - Scenario di Riferimento e PNIEC. Fonte: PNIEC2023

Settore Elettrico - PNIEC 2023

Nel settore elettrico il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione a causa della eliminazione graduale (phase-out al 2025) del carbone e grazie alla promozione delle fonti energetiche rinnovabili. Nella tabella di seguito si riporta la tabella degli obiettivi di crescita della quota rinnovabile nel settore elettrico al 2030.

Tabella 2.3 Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh). Fonte: PNIEC2023.

	2020	2021	2025	2030
Numeratore – Produzione di energia elettrica lorda da FER*	118,4	118,7	157,5	227,7
Idrica (effettiva)	47,6	45,4		
Idrica (normalizzata)	48,0	48,5	47,5	46,9
Eolica (effettiva)	18,8	20,9		
Eolica (normalizzata)	19,8	20,3	34,8	64,1
Geotermica	6,0	5,9	7,5	8,0
Bioenergie**	19,6	19,0	10,4	9,6
Solare ***	24,9	25,0	57,3	99,1
Denominatore - Consumo interno lordo di energia elettrica	310,8	329,8	328,4	350,1
Quota FER-E (%)	38,1%	36,0%	48,0%	65,0%

* Si riporta la produzione elettrica al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 che include anche l'overgeneration sarebbe di oltre 238 TWh.

** Si riporta il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

*** La produzione solare al 2030 è decurtata di circa 10 TWh, quantità destinata al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Settore termico - PNIEC2023

Il settore termico riveste un ruolo rilevante nel conseguimento degli obiettivi rinnovabili; è infatti richiesto un cambiamento tecnologico deciso verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili. Nella successiva Figura si riporta la tabella degli obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore termico.

Tabella 2.4 Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore termico (ktep). Fonte: PNIEC2023.

ktep	2020	2021	2025	2030
Numeratore	10.378	11.176	14.519	19.029
Produzione lorda di calore derivato da FER	983	862	1.174	1.096
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	9.395	10.314	13.345	17.933
di cui biometano*	0	0	1.659	3.724
di cui altre bioenergie*	6.564	7.171	6.207	6.155
di cui solare	236	247	534	829
di cui geotermico	120	115	204	213
di cui idrogeno	0	0	12	330
di cui energia ambiente	2.475	2.782	4.729	6.683
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	52.023	56.710	55.178	51.884
Quota FER-C (%)	19,9%	19,7%	26,3%	36,7%

* Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità

Settore trasporti - PNIEC2023

Anche il settore dei trasporti riveste un ruolo importante per la decarbonizzazione. Con la Direttiva RED III si sono introdotti alcuni target specifici nel settore dei trasporti; tali target sono alternativi e consistono il primo in una quota di energia rinnovabile nel consumo di energia finale di almeno il 29% al 2030, mentre il secondo, come suddetto alternativo al primo, in una riduzione dell'intensità delle

emissioni di gas serra di almeno il 14,5% al 2030. Di seguito si riporta la Figura relativa alla tabella in cui è indicato il contributo delle FER nel settore trasporti previsto al 2030, secondo criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED III per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti di energia elettrica.

Tabella 2.5 Contributo delle FER nel settore trasporti previsto al 2030, secondo criteri di calcolo definiti dalla Direttiva REDIII per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti di energia elettrica – per modalità di trasporto (ktep). Fonte: PNIEC2023

	coeff. RED III dal 2021	2020	2021	2025	2030
Numeratore - Energia da FER		2.810	3.335	7.495	12.735
Biocarburanti liquidi		1.264	1.415	2.812	2.828
- di cui single counting	1	402	213	984	951
- di cui double counting		862	1.202	1.828	1.877
di cui su strada/ferro	2	862	1.202	1.755	1.677
di cui in navi o aerei	2,4	0	0	73	200
Biometano		82	137	669	1.242
- di cui single counting	1	0	0	0	0
- di cui double counting		82	136	669	1.242
di cui su strada/ferro	2	82	136	634	1.186
di cui in navi o aerei	2,4	0	0	35	56
Elettricità da fonti rinnovabili		295	327	653	1.576
- di cui nel trasporto su strada	4	6	13	231	963
- di cui nel trasporto su ferro	1,5	135	156	224	339
- di cui in altri tipi trasporto	1	154	158	198	275
RFNBO		0	0	9	390
di cui su strada/ferro	2	0	0	9	361
di cui in navi o aerei	3	0	0	0	29
Denominatore - Consumi finali lordi nel trasporto**		26.178	40.754	42.877	41.546
Quota FER-T (%)		10,7%	8,2%	17,5%	30,7%

*I contributi delle singole componenti sono riportati nella tabella senza applicare i relativi fattori moltiplicativi. Il Numeratore complessivo, invece, è ottenuto tenendo conto dei moltiplicatori. I valori relativi al denominatore tengono conto dell'applicazione dei moltiplicatori, in linea con quanto previsto dagli attuali criteri contabili. Per maggiori dettagli sui criteri contabili derivanti dalle Direttive RED si rimanda alle tabelle 59 e 60.

Figura 2.4 Percorso annuale previsto per il conseguimento dei risparmi di energia finale, attraverso gli strumenti già adottati nel periodo 2014-2020.

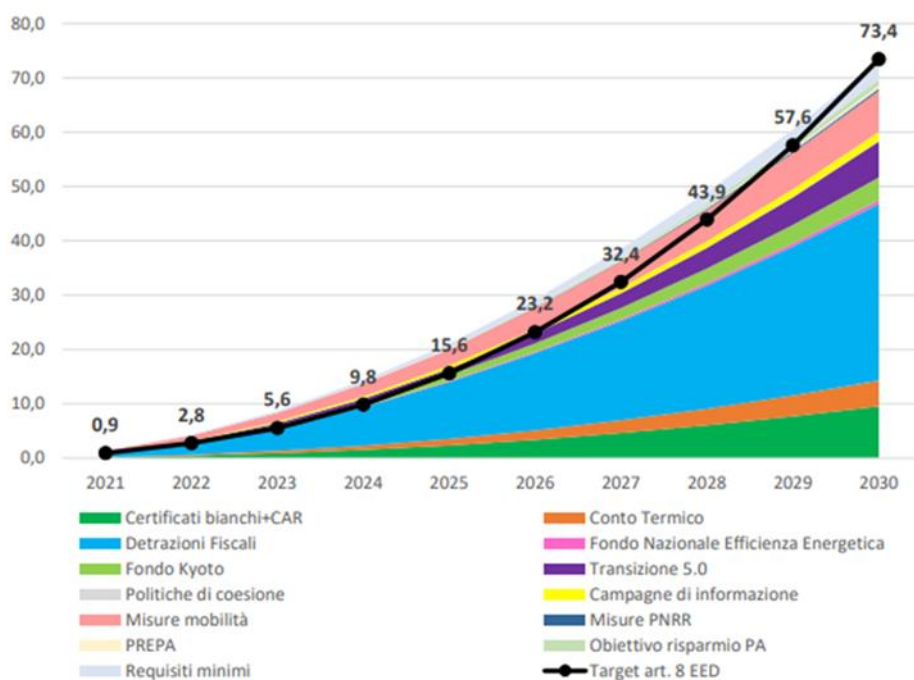


Figura 2.4 Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale), anni 2021-2030 Fonte: PNIEC 2023

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 <https://pnpe2.enea.it/>, in corso di sviluppo da ENEA e specifico sugli edifici. 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 marcato 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 (SNSS)

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 SNSvS 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 regionale 4/2023 (cd. 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 n. 299 del 17 febbraio 2023 è stata pubblicata 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 la Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia corrisponde al 12,7%. 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 Decreto Burden Sharing per lo stesso 2020 (12,7%).

Tabella 2.6 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									"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

*Previsioni D.M. 15/3/2012

Presto il DM 15/3/2012 verrà sostituito da un nuovo decreto, attualmente in corso di pubblicazione, detto "decreto Aree Idonee", per il quale sono disponibili delle bozze e dove sono indicati i nuovi target regionali di potenza installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabile nel periodo 2021-2030. La potenza indicata si intende aggiuntiva rispetto al parco installato al 2020. Per la regione FVG è richiesto quanto riportato in tabella.

Tabella 2.7 Traiettoria di crescita incrementale annuale della capacità rinnovabile elettrica (MW) per Friuli Venezia Giulia e Italia. Fonte: Ultima bozza decreto Aree Idonee al 21/06/2024

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FVG	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
ITALIA	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

2.3.2 La Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile - SRSS

La strategia regionale è prevista dall'articolo 34 del Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006 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, insieme ad ARPA FVG e ai ricercatori delle Università di Udine e Trieste, 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 n. 480 del 26 marzo 2021 è stato approvato il “Rapporto di posizionamento del FVG 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 la già citata Delibera n. 299 del 17 febbraio 2023 è stata approvata la Strategia Regionale per lo sviluppo sostenibile, identificabile come il quadro di riferimento per tutta l’attività pianificatoria e regolamentatrice 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 n. 19 dell’11 ottobre 2012, intitolata "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, da ultimo modificata dalla legge regionale n. 15 del 28 dicembre 2023, definisce le linee guida per la redazione del Piano Energetico Regionale (PER) e stabilisce che il PER deve essere aggiornato almeno ogni 6 anni (cfr. articolo 5, comma 12). Inoltre, individua i contenuti minimi del PER, tra cui l'analisi del fabbisogno energetico regionale, la definizione degli obiettivi generali e specifici di efficienza energetica, la previsione degli scenari energetici regionali, l'indicazione delle risorse finanziarie necessarie per l'attuazione del Piano (cfr. articolo 5, comma 3) della l.r. 19/2012 prevede ulteriori strumenti di programmazione in materia energetica di competenza regionale, come i programmi regionali operativi (PRO), da predisporre nell'ambito delle finalità e in attuazione degli obiettivi del PER. A livello di programmazione locale sono previsti i Documenti Energetici Comunali (DEC) e la possibilità per i distretti industriali ed i consorzi per lo sviluppo industriale di redigere propri programmi energetici d'intesa con i Comuni territorialmente interessati.

Il "Documento energetico comunale" (DEC), che rappresenta uno strumento di programmazione e pianificazione delle politiche energetiche a livello locale, deve contenere una serie di informazioni, tra cui la diagnosi energetica del territorio comunale, le azioni programmate per il miglioramento dell'efficienza energetica e l'utilizzo di fonti rinnovabili, l'individuazione di aree ad alta potenzialità per la produzione di energia da fonti rinnovabili e la programmazione degli interventi per la riduzione delle emissioni di gas serra.

La Legge Regionale n. 3 del 22 febbraio 2021 “Disposizioni per la modernizzazione, la crescita e lo sviluppo sostenibile verso una nuova economia del Friuli Venezia Giulia (SviluppImpresa)”, 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 n. 18 del 29 novembre 2022, intitolata "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, già citata, intitolata "FVGreen - Disposizioni per lo sviluppo sostenibile e la transizione ecologica del Friuli Venezia Giulia". La Legge 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 testo legislativo indica anche che qualsiasi produzione legislativa 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 3.1) 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.

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.

Tabella 3.1 Consumo Interno Lordo per fonte energetica, FVG 2010-2021 e Italia (ktep). Fonte: EUROSTAT, ENEA.

Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Combustibili 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
Combustibili gassosi	2.209	2.091	2.045	1.857	1.556	1.609	1.933	2.056	1.92	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	4.32	4.27	4.149	3.71	3.89	4.128	4.287	4.299	4.051	3.629	3.957

	Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ITALIA	Combustibili solidi	13.674	15.331	15.715	13.536	13.059	12.3	10.983	9.342	8.538	6.48	5.095	5.538
	Petrolio e prodotti petroliferi	68.411	65.953	58.648	56.336	54.652	56.723	54.83	55.42	54.749	54.029	44.912	50.99
	Combustibili gassosi	68.057	63.814	61.356	57.387	50.706	55.302	58.08	61.549	59.513	60.949	58.286	62.43
	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	1.19	1.142
	Energia elettrica	3.797	3.932	3.706	3.623	3.759	3.988	3.184	3.247	3.775	3.28	2.769	3.679
	CIL	176.845	171.192	164.441	158.391	149.846	155.73	154.278	159.513	156.99	155.433	141.595	153.661
FVG (% su ITALIA)	Combustibili 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%
	Combustibili 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%

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 (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** figura 3.1) 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.

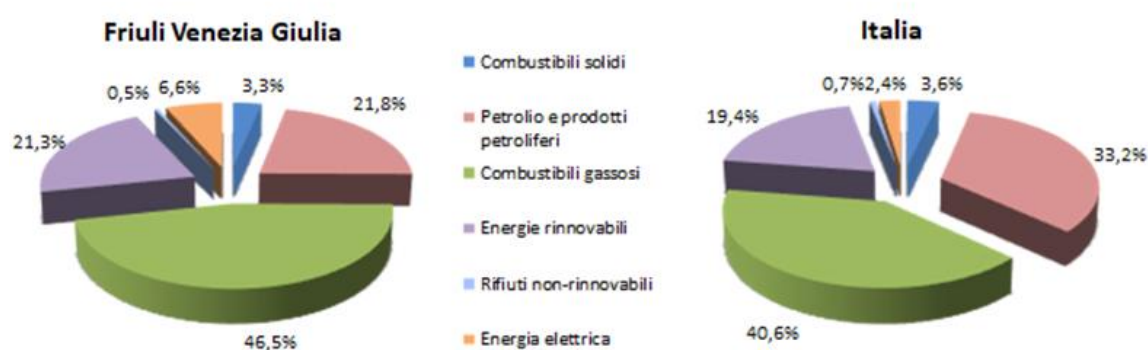


Figura 3.1 Consumo Interno Lordo per fonte energetica 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA.

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 3.2), 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 di +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 3.2 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
Combustibili solidi	31	38	26	23	22	27	35	25	45	42	27	29
Petrolio e prodotti petroliferi	923	904	753	772	737	735	747	732	780	747	686	812
Combustibili 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	3.09	3.254	3.316	3.221	3.035	3.346
Tasso di variazione 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 variazione 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 3.3). 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.

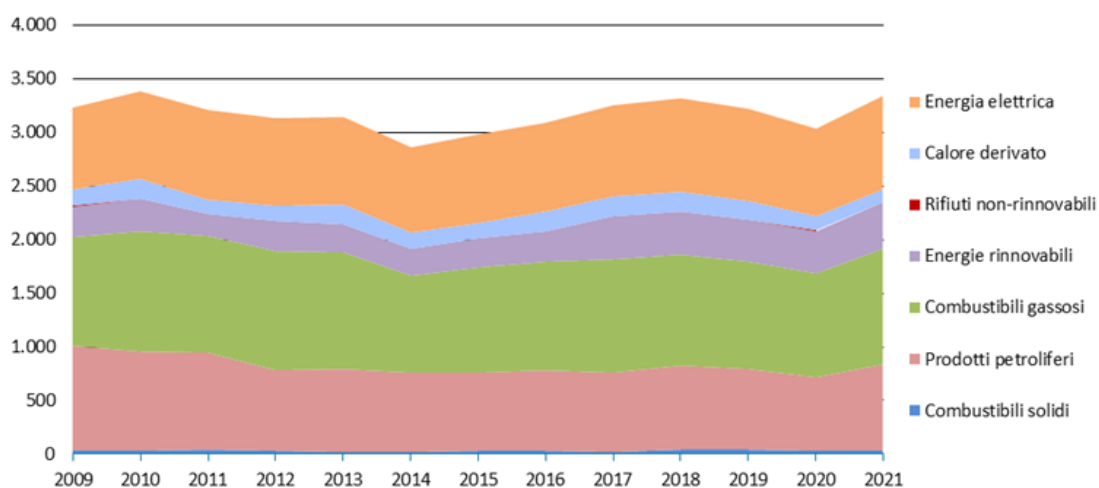


Figura 3.2 Consumi finali di energia nel Friuli Venezia Giulia per fonte energetica, anni 2009-2021 (ktep). Fonte: ENEA.

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.

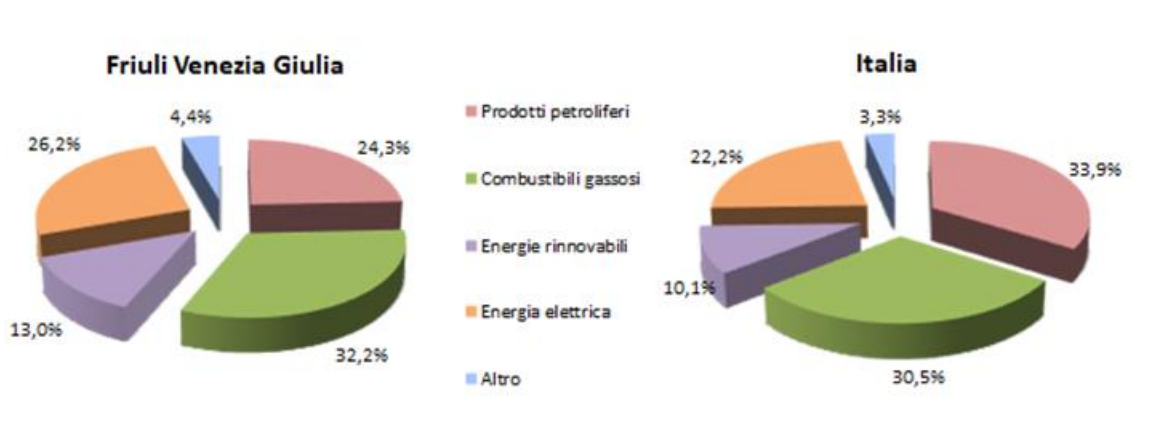


Figura 3.3 Distribuzione dei consumi finali di energia (%) in Friuli Venezia Giulia ed Italia per fonte, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA.

A livello settoriale, i settori civile ed industria assorbono entrambi circa il 40% dei consumi finali di energia (Tabella 3.3).

Tabella 3.3 Consumi finali di energia nel Friuli Venezia Giulia per settore, anni 2010-2021 (ktep). Fonte: EUROSTAT, ENEA.

Fonti	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%

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 (Tabella 3.3), 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 due 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).

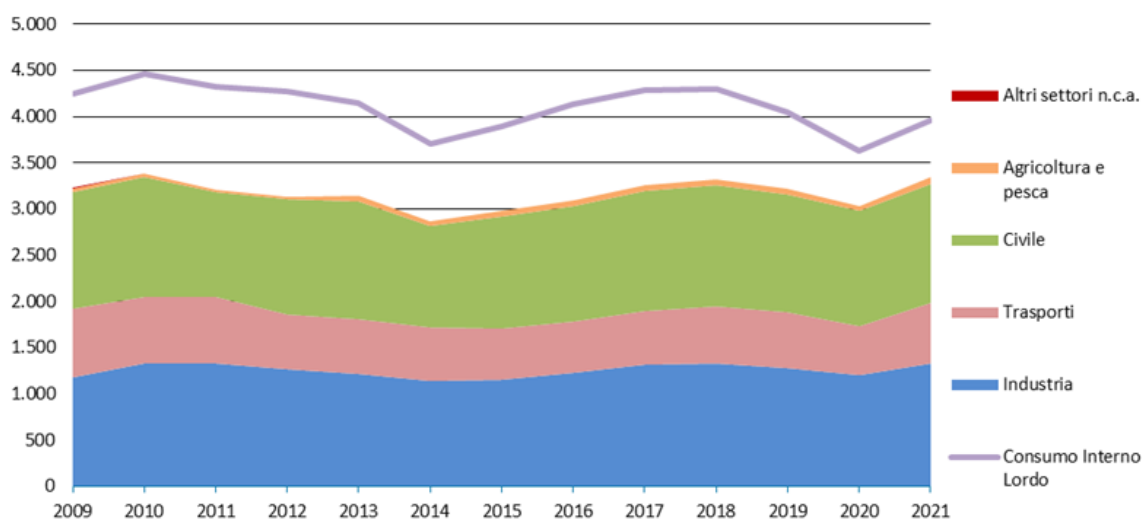


Figura 3.4 Consumi finali di energia e consumo interno lordo nel Friuli Venezia Giulia per settore, anni 2009-2021.
Fonte: ENEA.

La distribuzione dei consumi finali di energia per settore (Figura 3.5) 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).

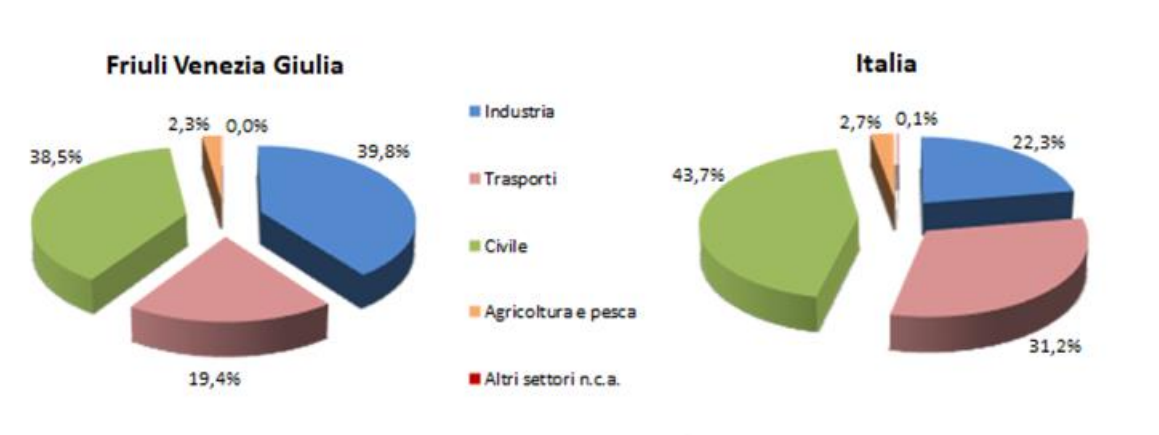


Figura 3.5 Distribuzione dei consumi finali di energia nel Friuli Venezia Giulia ed Italia per settore, anno 2021 (%).
Fonte: EUROSTAT, ENEA.

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.

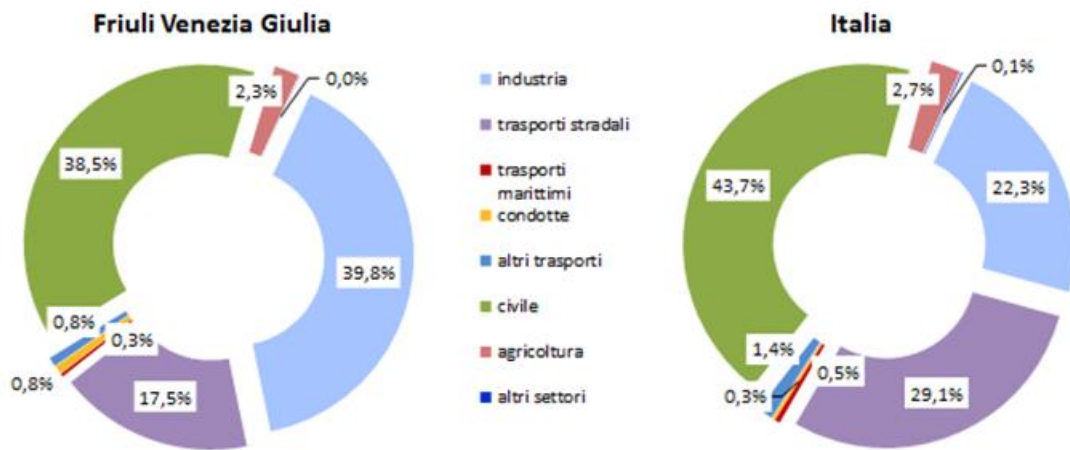


Figura 3.6 Suddivisione dei consumi finali di energia per sotto-settore, anno 2021 (%). Fonte: EUROSTAT, ENEA.

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 3.7), 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).

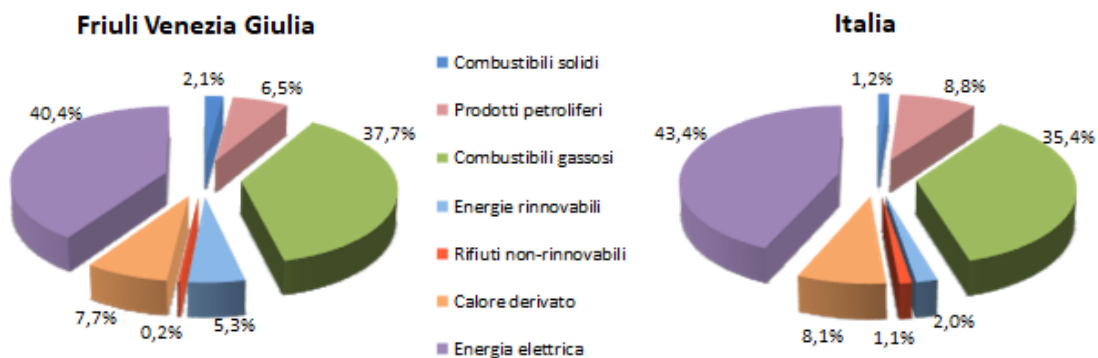


Figura 3.7 Consumo finale di energia per fonte energetica nel settore industriale, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA

Nel settore civile (Figura 3.8), 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).

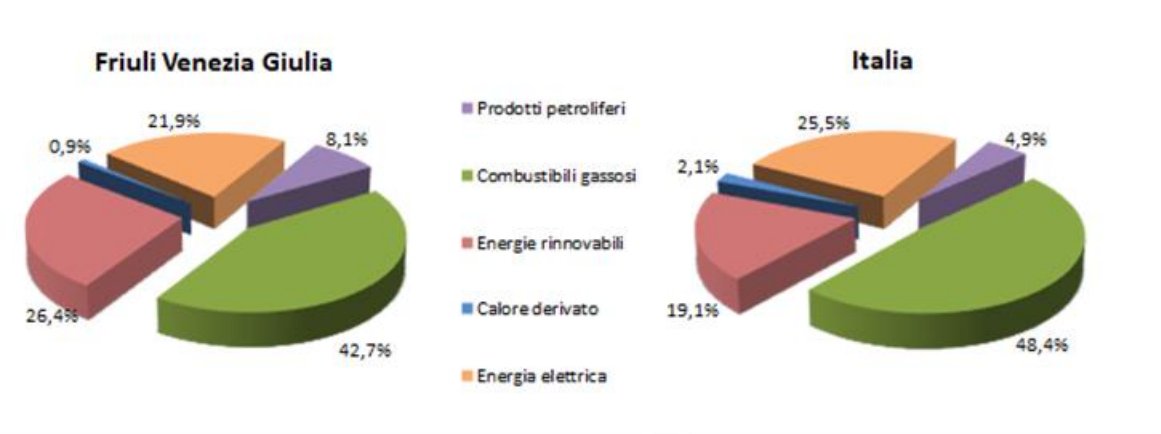


Figura 3.8 Consumo finale di energia per fonte energetica nel settore civile, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA.

Nel settore trasporti (Figura 3.9), 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).

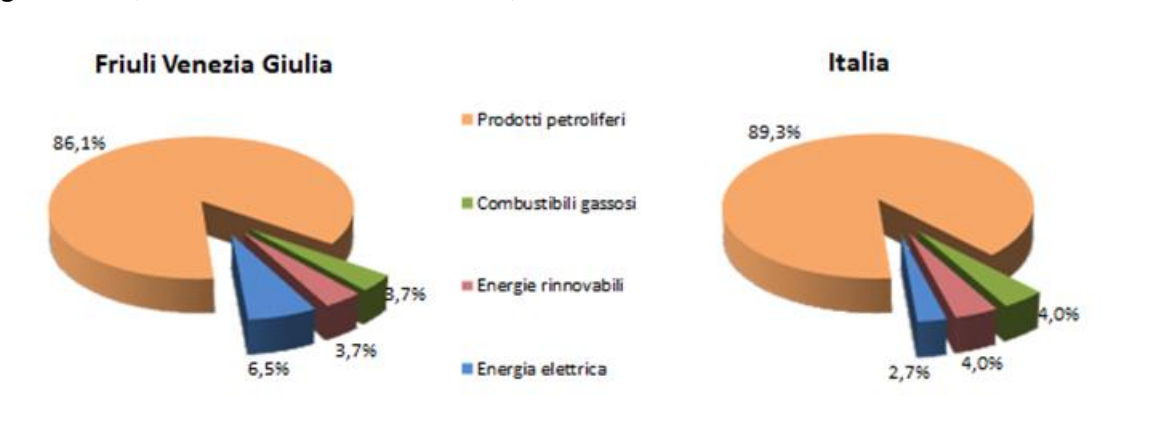


Figura 3.9 Consumo finale di energia per fonte energetica nel settore trasporti, anno 2021. Fonte: EUROSTAT, ENEA.

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: nella tabella seguente è riportata la partecipazione ai consumi finali nazionali per fonte energetica.

Tabella 3.4 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 3.10), trascurabile la variazione dei rifiuti non-rinnovabili per lo scarso consumo.

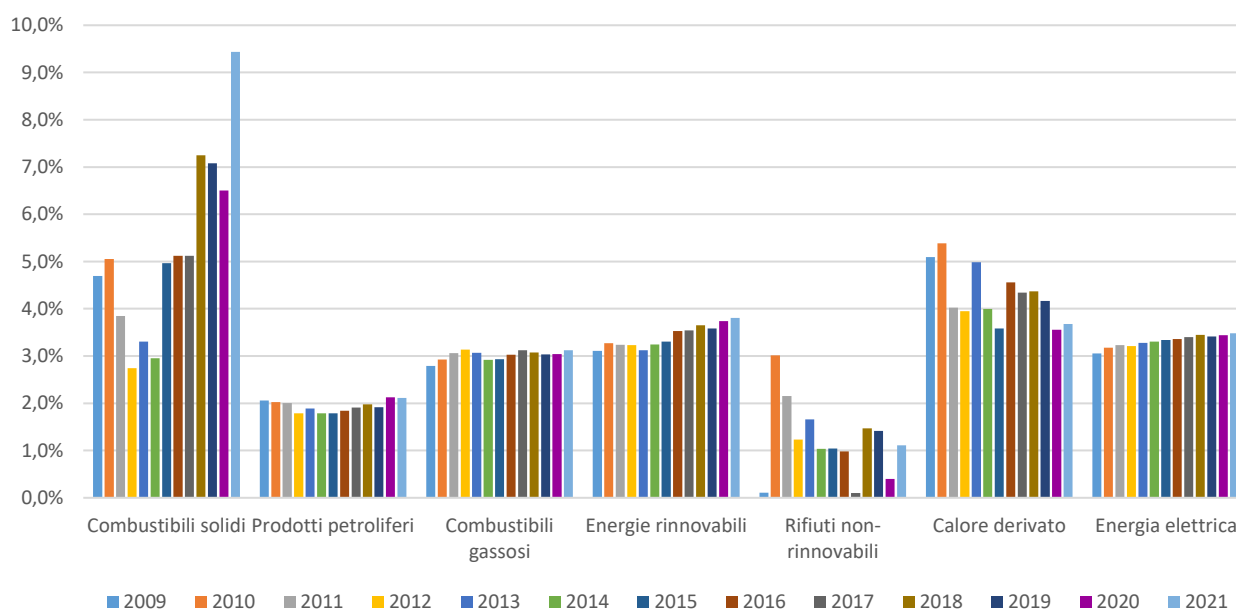


Figura 3.10 Contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per fonte, anni 2009-2021 (%). Fonte: elaborazione ENEA.

Relativamente ai settori, non si evidenziano particolari fluttuazioni del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali (Tabella 3.5 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), ad eccezione del settore industria, in crescita di oltre un punto percentuale rispetto al 2009, e il settore agricoltura e pesca.

Tabella 3.5 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 3.11 riporta il contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per settore di utilizzo nel periodo 2009-2021.

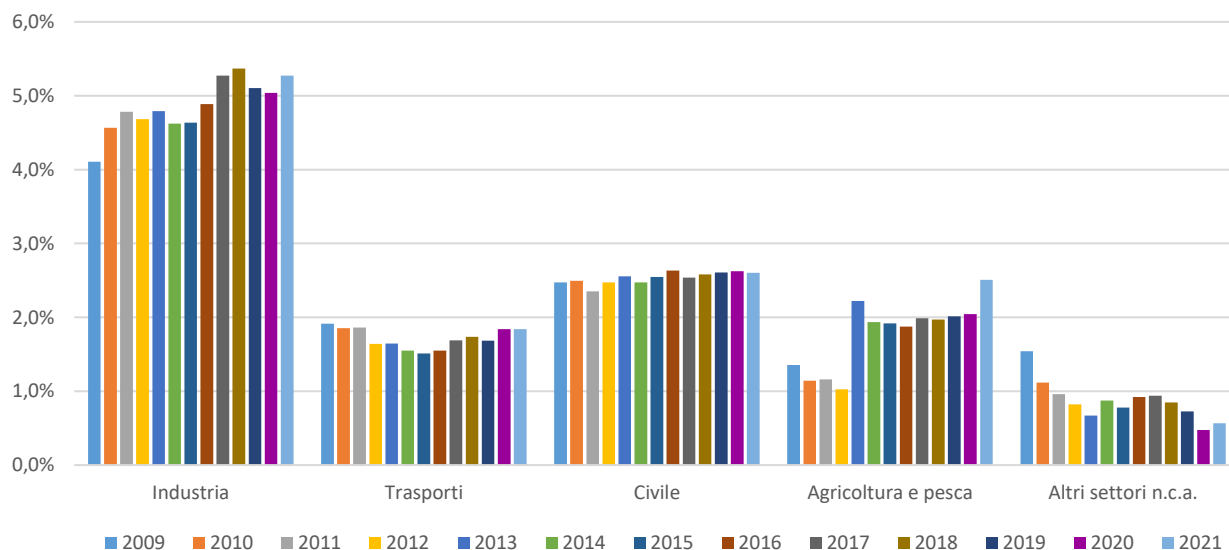


Figura 3.11 Contributo del Friuli Venezia Giulia ai consumi finali nazionali per settore, anni 2009-2021 (%). Fonte: elaborazione ENEA.

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 3.12. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

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).

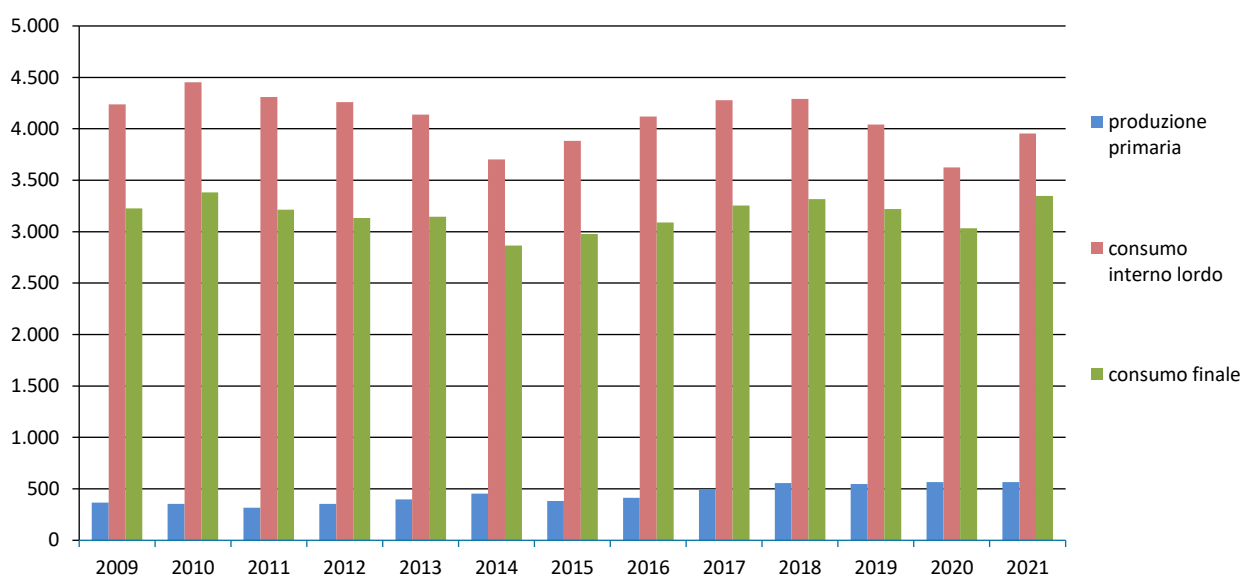
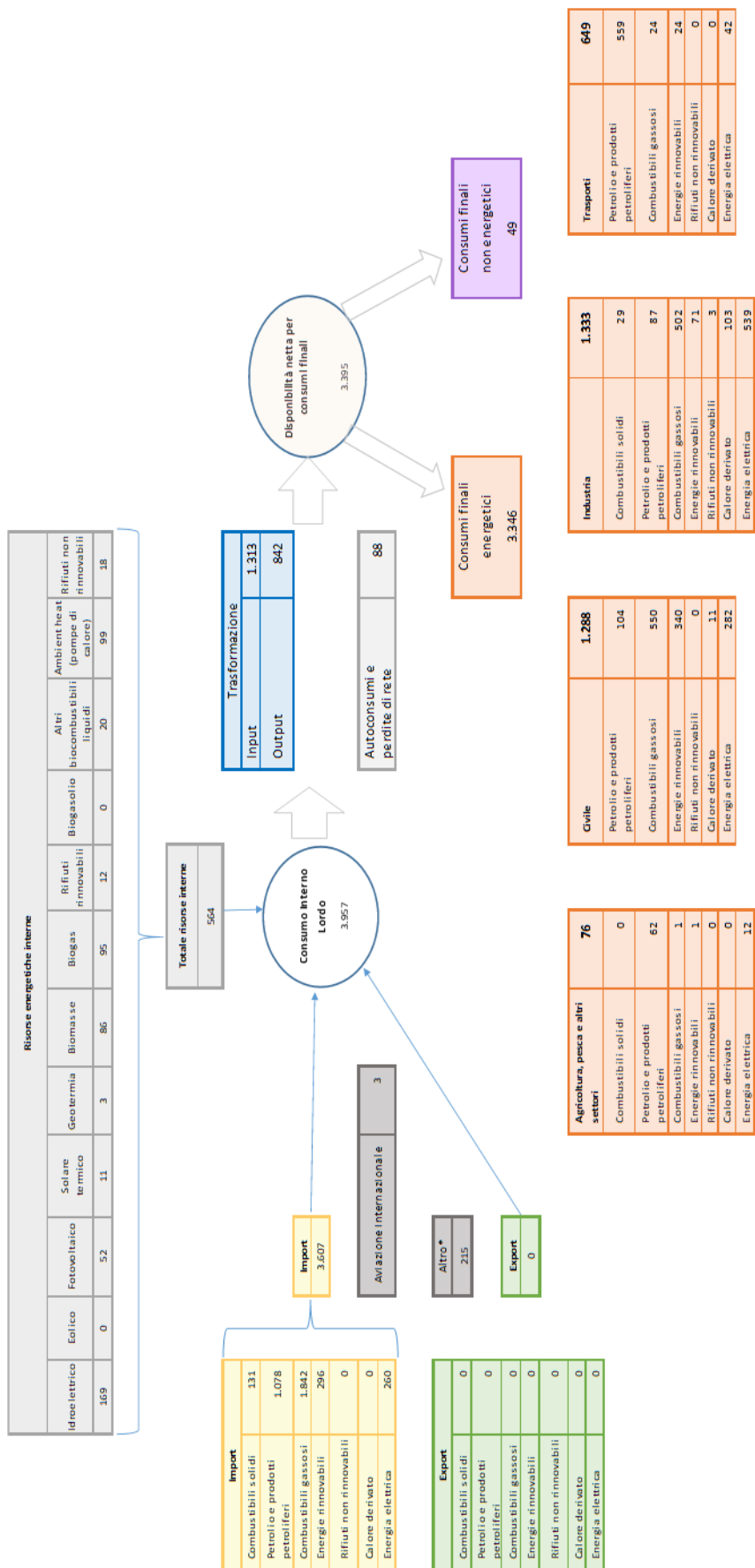


Figura 3.12 Domanda e offerta di energia nel Friuli Venezia Giulia, anni 2009-2021 (ktep). Fonte: elaborazione ENEA.

Il Bilancio Energetico Regionale in sintesi del Friuli Venezia Giulia per l'anno 2021 è riportato in Figura 3.13.

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

3.1.4 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 del 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 3.13). 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 due 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

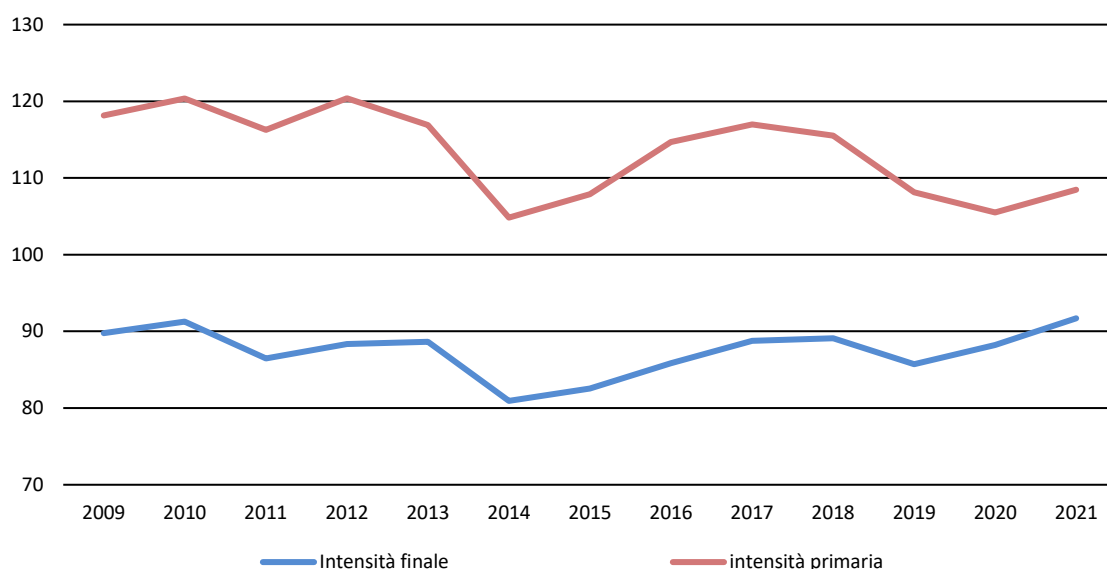


Figura 3.14 Intensità energetica primaria e intensità energetica finale del Friuli Venezia Giulia, anni 2009-2021 (tep/M€₂₀₁₅). Fonte: Elaborazione ENEA.

Nella Figura 3.15 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%.

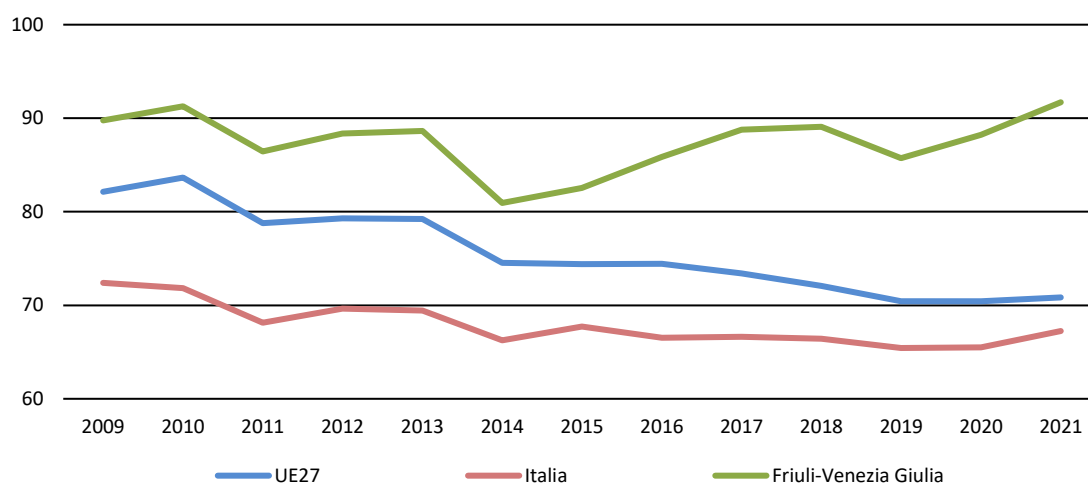


Figura 3.15 Intensità energetica finale di Friuli Venezia Giulia, Italia e Unione Europea, anni 2009-2021 (tep/M€₂₀₁₅). Fonte: Elaborazione ENEA.

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%.

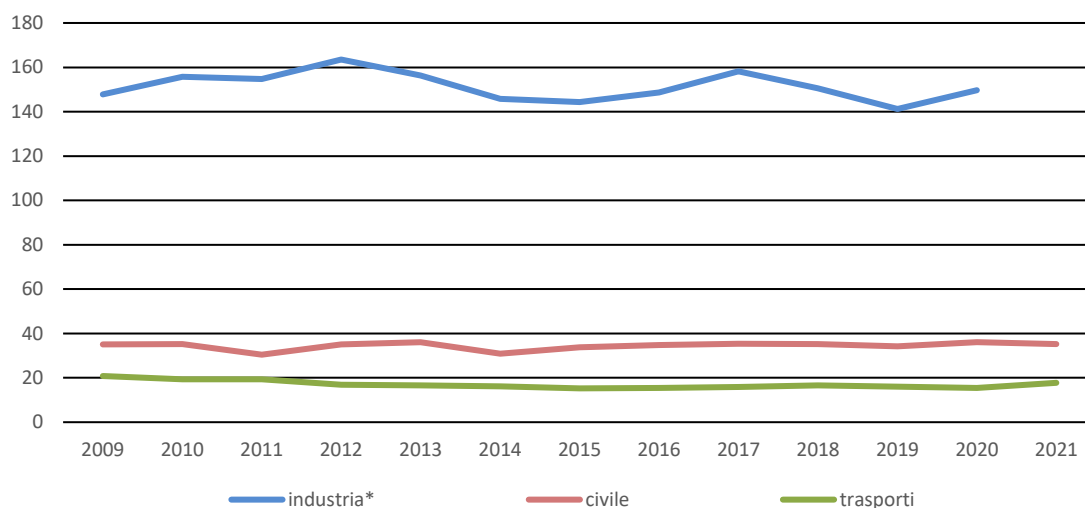


Figura 3.16 Intensità energetica finale per settore nel Friuli Venezia Giulia, anni 2009-2019 (tep/M€₂₀₁₅). Fonte: Elaborazione ENEA.

Tabella 3.6 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

3.2 Il Consumo energetico pro-capite

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.

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 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 3.7 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	3,2	3,4	3,5	3,5	3,4	3	3,3
<i>Variazione % annua</i>	4,9	-3,1	-1	-2,9	-10,6	5,1	6,6	4,1	0,4	-5,4	-10,4	9,5
Consumo primario pro-capite Italia	3	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	-3,6	-4,2	-4	-5,5	4	-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	23,3	32,4	33,1	35,5	29,2	26,7	27
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	-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	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	0,8	-0,8	-8,6	10,6
<i>Variazione % annua FVG/Italia</i>	33,8	33,8	32	35,7	29,6	31,1	37	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.

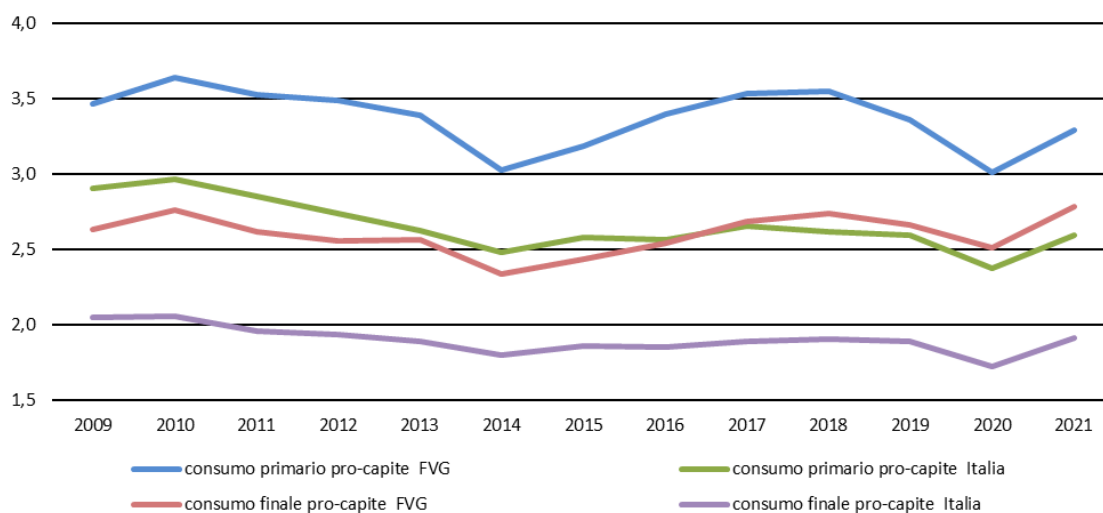


Figura 3.17 Confronto Italia – Friuli Venezia Giulia, consumo primario e finale pro-capite, anni 2009-2021 (tep/ab.). Fonte: EUROSTAT, ENEA.

Capitolo 4. Quadro del sistema energetico regionale

4.1 Capacità e produzione degli impianti di generazione di energia elettrica e termica

4.1.1 Produzione annuale lorda – dati nazionali

A fine dicembre 2022, la produzione nazionale lorda è stata pari a 283,9 TWh, registrando un calo dell'1,8% rispetto al 2021. La fonte termoelettrica non rinnovabile ha coperto la maggior parte del fabbisogno, rappresentando il 63,9% della produzione (in aumento del 6,4% rispetto al 2021). Tra le fonti rinnovabili si registra il record storico del fotovoltaico, che nel 2022 ha totalizzato oltre 28 TWh di produzione (+12,3% rispetto al 2021); al contrario è stato registrato un minimo storico nella produzione idroelettrica che scende del 36,2% attestandosi a 30,3 TWh. In calo anche le altre fonti rinnovabili: eolica -2,1%, geotermica -1,3% e bioenergie -7,6% rispetto al 2021. Principale responsabile della diminuzione delle bioenergie, che registrano il delta negativo più significativo degli ultimi anni, è la produzione ottenuta utilizzando come combustibile gli oli vegetali grezzi che scende del 24,8%.

Con focus sulla produzione termoelettrica, vista la prevalenza che continua a rivestire nella copertura del fabbisogno, osserviamo come gli impianti di cogenerazione (che hanno rappresentato nel 2022 il 53,1% del termoelettrico totale a fronte di una produzione elettrica di 105,4 TWh) hanno prodotto, in assetto cogenerativo, 56,6 TWh termici, con un relativo utilizzo del calore pari all'81,4%. Analizzando invece la produzione termoelettrica per combustibile è stato registrato: un incremento di produzione da combustibili solidi del 61% (22,6 TWh), un calo della produzione da gas naturale del 2% (che continua a coprire il 71,0% della produzione termoelettrica con 141,4 TWh), un incremento della produzione da prodotti petroliferi del 29% (4,9 TWh) e un aumento della produzione degli altri combustibili dell'8,5% (30,2 TWh).

Nella regione Friuli Venezia Giulia, la produzione lorda di energia elettrica a dicembre 2022 è stata di 8.993 GWh, di cui 538,4 GWh prodotti da autoproduttori. Più dell'80% proviene dalle centrali termoelettriche di tipo tradizionali presenti sul territorio, mentre il restante 20% è suddiviso tra idroelettrico, circa l'11%, e fotovoltaico, intorno al 9 (Tabella 4.1).

Tabella 4.1 Potenza e produzione di impianti di generazione elettrica in Friuli Venezia Giulia al 31 dicembre 2022.

Fonte: Rapporto statistico 2022 TERNA.

GWh	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Friuli Venezia Giulia	
Produzione lorda				
- idroelettrica	854,1	33,2	887,3	
- termoelettrica tradizionale	6.919,0	505,2	7.424,2	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	0,0	-	0,0	
- fotovoltaica	681,8	-	681,8	
Totale produzione lorda	8.454,9	538,4	8.993,2	
	-	-	-	
Servizi ausiliari della Produzione	247,0	25,4	272,3	
	=	=	=	
Produzione netta				
- idroelettrica	842,6	32,4	875,1	
- termoelettrica tradizionale	6.691,3	480,6	7.171,9	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	0,0	-	0,0	
- fotovoltaica	673,9	-	673,9	
Totale produzione netta	8.207,9	513,0	8.720,9	
	-	-	-	
Energia destinata ai pompaggi	12,0	-	12,0	
	=	=	=	
Produzione destinata al consumo	8.195,9	513,0	8.708,9	
	+	+	+	
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori	+50,3	-50,3	-	
	+	+	+	
Saldo import/export con l'estero	+6.702,1	-	+6.702,1	
	+	+	+	
Saldo con le altre regioni	-5.430,4	-	-5.430,4	
	=	=	=	
Energia richiesta	9.517,9	462,7	9.980,7	
	-	-	-	
Perdite	285,4	3,0	288,4	
	=	=	=	
	Autoconsumo	486,9	459,7	946,6
	Mercato libero	8.335,0	-	8.335,0
	Mercato tutelato	410,6	-	410,6
Consumi	Totale Consumi	9.232,5	459,7	9.692,2

È da notare come la produzione totale in FVG sia prevalentemente inferiore alla richiesta di energia elettrica, che nel 2022 si attesta a circa 10 TWh, con un deficit di 1.271,7 GWh. L'andamento tra richiesta e produzione dal 1973 al 2022 è mostrato nella seguente figura.

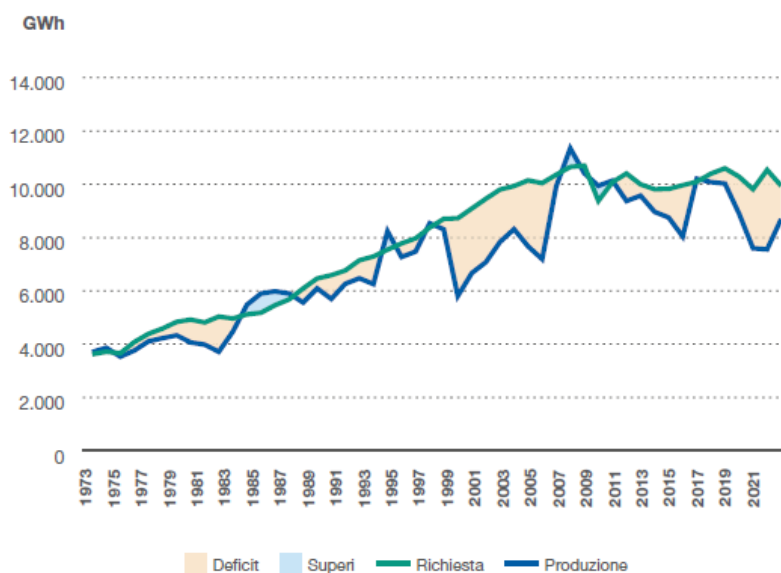


Figura 4.1 Serie storica superi (+) e deficit (-) della produzione rispetto alla richiesta. Fonte: Rapporto statistico 2022 TERNA.

4.1.2 Potenza lorda installata – dati nazionali

A livello nazionale la potenza efficiente lorda di generazione, al 31 dicembre 2022, è risultata pari a 123,3 GW, con un incremento del 3% rispetto all'anno precedente. In particolare, con 61,1 GW la capacità rinnovabile ha raggiunto il 50% del totale installato nel nostro Paese, con un aumento rispetto al 2021 del 5,3%.

Analizzando il parco di generazione per fonte:

- il termoelettrico ha registrato un contenuto incremento (+0,9%) passando dai 62,7 GW del 2021 ai 63,3 GW del 2022. Sostanzialmente stabile la potenza degli impianti di sola produzione di energia elettrica (35,8 GW) e in lieve aumento la potenza cogenerativa, che passa dai 26,1GW del 2021 ai 26,6 GW del 2022;
- l'idroelettrico ha registrato un aumento di capacità dello 0,3% (attestandosi a 23,2 GW), dovuto principalmente all'entrata in esercizio di impianti di piccola taglia;
- il fotovoltaico ha registrato un considerevole incremento di potenza di 2,5 GW (+10,9%) attestandosi a 25,1GW (erano 22,6 GW nel 2021);
- l'eolico ha avuto un significativo incremento, passando dai 11,3 GW di potenza del 2021 ai 11,8 GW del 2022 (+5%);
- il geotermoelettrico è rimasto invariato con una potenza di 0,8 GW.

Riguardo i sistemi di accumulo, al 31 dicembre 2022 risultano in esercizio 227.478 impianti (nel 2021 erano 75.070) con una potenza nominale pari a 1,5 GW, che ha determinato un incremento del 278% rispetto al 2021.

4.1.3 Potenza lorda installata in Friuli Venezia Giulia da fonti tradizionali

Le due centrali termoelettriche presenti sul territorio regionale, e che contribuiscono per più dell'80% alla produzione di energia elettrica, rappresentano una importante fascia dei consumi di energia nella

regione. Pertanto, queste due centrali hanno una importanza strategica nello sviluppo energetico ed economico della regione. Nello specifico sono le centrali termiche di Torviscosa e Monfalcone

- C.T. Torviscosa (UD). Ciclo combinato a gas naturale. Potenza installata 790 MW. Dati di diagnosi (2018): Consumo di Gas Naturale = 0,63 Mtep, che rappresenta il 26% del consumo di tutte le diagnosi energetiche. Produzione di elettricità = 3,67 TWh (47,7% della produzione elettrica totale della regione di fonti termiche e 54,1% della produzione termoelettrica tradizionale⁸). La centrale fornisce elettricità a rete ed anche vapore ad industrie chimiche e farmaceutiche vicine (15% di calore di cogenerazione della regione).
- CT Monfalcone (GO). Centrale convenzionale a carbone. Potenza installata 336 MW. Dati di diagnosi (2018): Consumo di carbone = 0,51 Mtep, che rappresentata il 20% del consumo di tutte le diagnosi energetiche. Produzione di elettricità = 1,92 TWh (24,9% della produzione elettrica totale della regione di fonti termiche e 28,3% della produzione termoelettrica tradizionale⁹). Questa centrale ha la AIA valida fino 2025 e si è presentato un piano di riconversione ed ampliamento a ciclo combinato di gas naturale, e la produzione di questo impianto è molto variabile in funzione dell'anno (per esempio nel 2021 la centrale ha operato al 6% di capacità). Tuttavia, a valle delle modifiche necessarie nel PNRR a causa del piano europeo REPowerEU l'operazione annuale nel 2022/23 di questa centrale si è adattata alla congiuntura energetica Europea. Recentemente, la Giunta regionale del Friuli Venezia Giulia ha approvato un accordo con A2A Energiefuture per la sostenibilità ambientale del progetto di dismissione della centrale a carbone verso un impianto di transizione energetica a ciclo combinato con idrogeno verde.

Insieme le due centrali rappresentano l'82,45% della produzione elettrica lorda e l'86,53% della produzione netta termoelettrica tradizionale, coprendo il 72,6 % della produzione netta termica ed il 55,3% della produzione elettrica netta totale di un totale di generazione di 10,1 TWh. Questa produzione non riesce a coprire la domanda totale di consumo di elettricità della regione che arriva a 10,6 TWh (95,3%).

La figura riportata di seguito rappresenta la produzione di energia elettrica per Provincia. Gorizia e Udine, con le due centrali termoelettriche, sono le zone di maggiore produzione.

Tabella 4.2 Produzione di energia elettrica in Friuli Venezia Giulia per provincia. Fonte: Rapporto statistico 2022 TERNA.

GWh	Produzione Lorda	Servizi Ausiliari	Produzione Netta
Province			
Gorizia	1.242,4	79,1	1.163,3
Pordenone	731,7	27,3	704,4
Trieste	850,1	25,7	824,4
Udine	6.168,9	140,2	6.028,8
Friuli Venezia Giulia	8.993,1	272,4	8.720,7

⁸ Dati TERNA: [Statistiche Regionali 2018_8d7b93cbf9ad480.pdf \(terna.it\)](https://www.terna.it/it/Statistiche-Regionali-2018-8d7b93cbf9ad480.pdf)

⁹ Dati TERNA: [Statistiche Regionali 2018_8d7b93cbf9ad480.pdf \(terna.it\)](https://www.terna.it/it/Statistiche-Regionali-2018-8d7b93cbf9ad480.pdf)

4.2 Impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili

Dall'analisi dei dati riportati da Terna e dal GSE si ricavano le informazioni riguardo la produzione elettrica e la potenza installata a fine 2022, in Italia (IT) e nella Regione Friuli Venezia Giulia (FVG), per fonte, convenzionale e rinnovabile (FER), e l'incidenza di ogni fonte FER sul totale delle rinnovabili, riportate 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. La fonte solare e la fonte idrica (58,4 TWh complessivi quasi equamente ripartiti), rappresentano il 54% della generazione elettrica rinnovabile complessiva ed il 21% di quella totale.

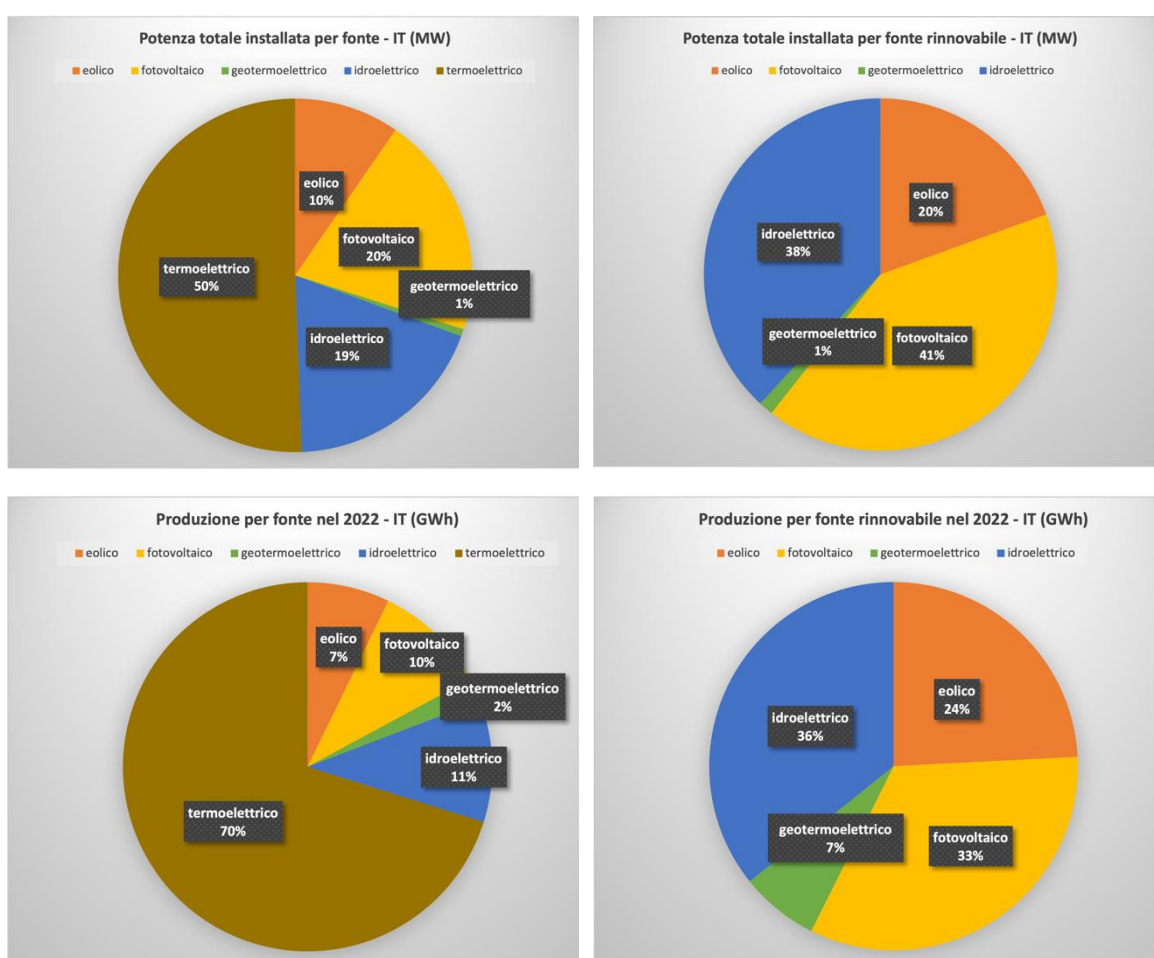


Figura 4.2 Mix generazione elettrica, potenza e produzione, in Italia per fonte, FER e tradizionale, ed incidenza di ogni fonte FER sul totale delle rinnovabili, a dicembre 2022. Elaborazione ENEA su dati Terna.

In Friuli Venezia Giulia la potenza efficiente totale per la generazione elettrica è pari a circa 2,95 GW, dei quali circa il 60% (1.759 MW) è relativa a 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% della produzione 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.

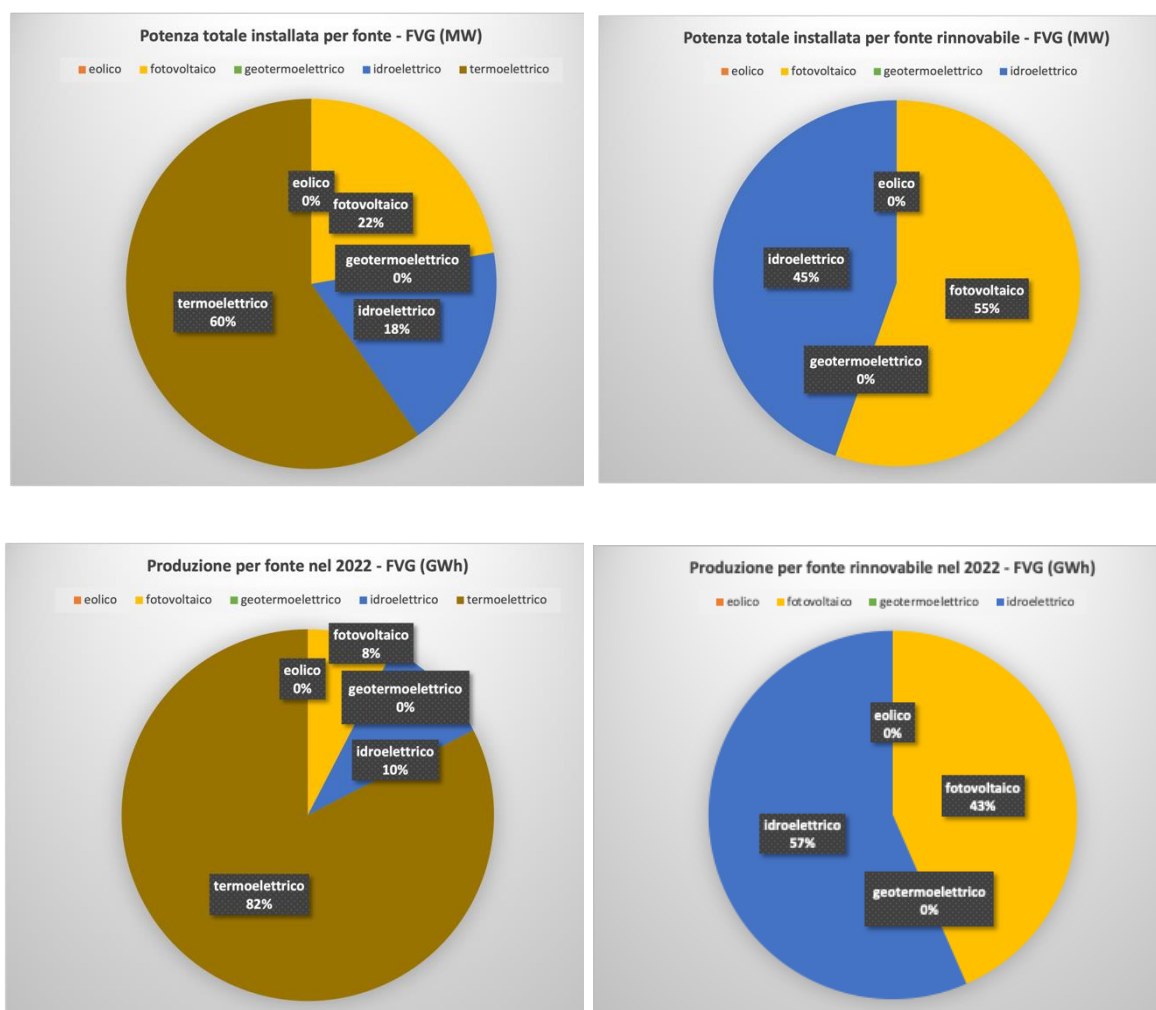


Figura 4.3 Mix generazione elettrica, potenza e produzione, in FVG per fonte, FER e tradizionale, ed incidenza di ogni fonte FER sul totale delle rinnovabili, al dicembre 2022. Elaborazione ENEA su dati Terna.

4.2.1 Produzione da impianti fotovoltaici

4.2.1.1 Stato dell'arte del fotovoltaico in Italia

A fine 2022, in Italia, gli impianti fotovoltaici installati 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 6,2TWh – rappresentano il 22,1% dell'energia prodotta¹⁰.

Dai dati pubblicati periodicamente da Terna sulla consistenza solare, in Italia, al 31 dicembre 2022, si ricava la distribuzione del numero degli impianti FV per classi di potenza.

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%).

Nel 2022 si rilevano anche segnali di ripresa tra le installazioni di impianti di grandi dimensioni, ubicati principalmente a terra, che segue una lunga fase di andamento discontinuo. È interessante notare come tale ripresa permanga nel 2023 e 2024 (dati al 31 marzo 2024). Inoltre, dai dati Terna, competente per la connessione in alta e altissima tensione degli impianti con una potenza uguale o superiore a 10 MW, relativi alle nuove richieste di connessione, a maggio 2024, si segnalano 3.642 pratiche per una potenza complessiva di 144,84 GW¹¹.

Tabella 4.3 Consistenza solare fotovoltaico in Italia: numero di impianti per classi di potenza dal 2020 a febbraio 2024. Elaborazione ENEA su dati Terna.

	P < 12kW		12kW <= P < 20kW		20kW <= P < 200kW		200kW <= P < 1MW		1MW <= P < 10MW		P >= 10MW		Totale	
	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]
2020	791685	3475	67321	1164	63299	4564	11794	7673	1213	3560	49	1193	935361	21629
2021	864498	3845	70700	1221	66470	4772	12270	7877	1252	3661	49	1189	1015239	22566
2022	1056892	4949	78719	1351	70904	5057	13117	8270	1358	3942	55	1479	1221045	25048
2023	1399198	6919	96185	1639	82531	5821	15344	9324	1649	4682	67	1896	1594974	30282
03/24	1483584	7388	1E+05	1717	85939	6044	16097	9696	1774	4980	75	2177	1688348	32003

¹⁰ Nel 2023, la produzione nazionale netta (257 miliardi di kWh) è risultata in diminuzione del 6,4% rispetto al 2022 con la seguente articolazione per fonti: in crescita l'idrico (+36,1), l'eolico (+15,1%) e il fotovoltaico (+10,6%); in flessione il termico (-17,4%) e geotermico (-1,9%). Secondo le rilevazioni Terna, considerando tutte le fonti rinnovabili, nel 2023 ci sono state nuove attivazioni per circa 5,8 GW, valore superiore di circa 2,7 GW rispetto al 2022. Il dato sottolinea l'accelerazione nello sviluppo delle rinnovabili: infatti si è passati dalle nuove attivazioni pari a 1 GW nel 2021, ai circa 3 GW del 2022.

¹¹ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/econnexion>

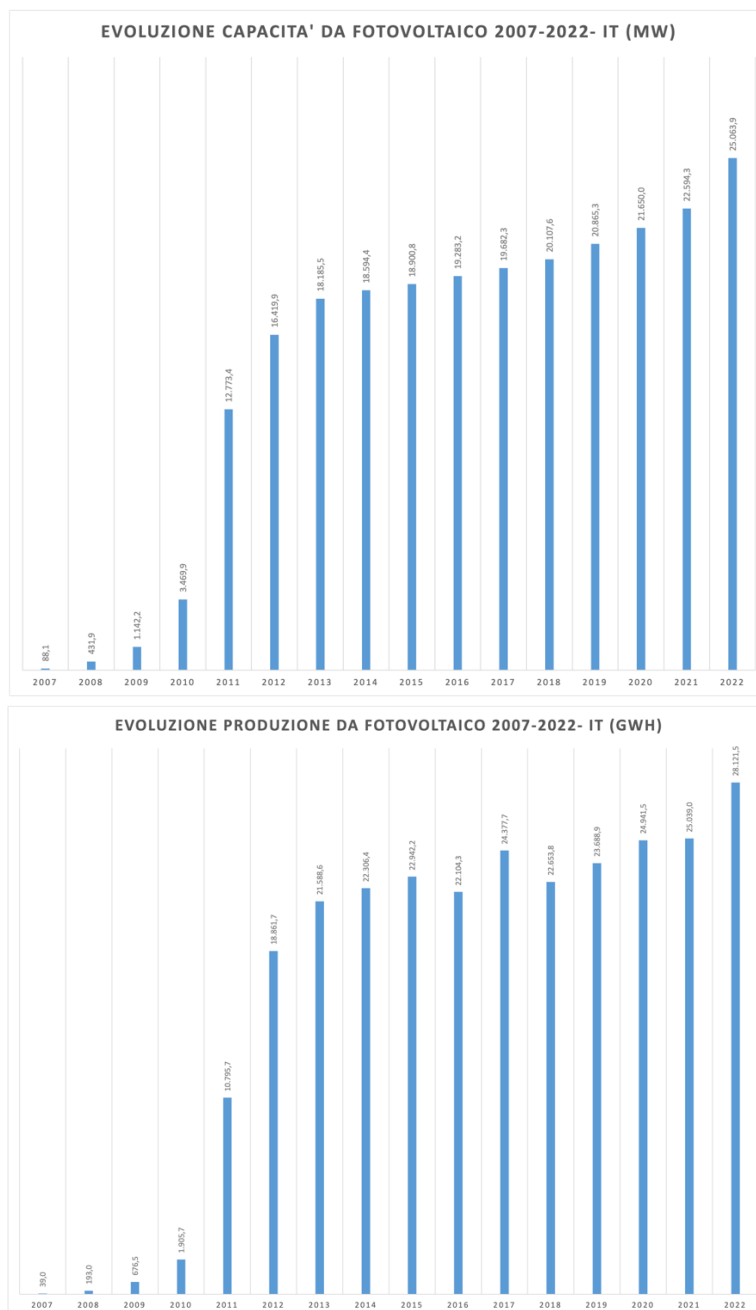


Figura 4.4 Evoluzione della capacità, sopra, e produzione fotovoltaica, sotto, in Italia, dal 2007 al 2022, e in FVG dal 2007 al 2022. Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna.

4.2.1.2 Stato dell'arte del fotovoltaico in Friuli Venezia Giulia

Dai dati Terna, a fine 2022 in FVG gli impianti fotovoltaici installati sono 45.752, per una potenza complessiva pari a 652 MW. Nel corso dell'anno 2022 sono entrati in esercizio 6.105 impianti per complessivi 64 MW di potenza.

Udine è la provincia che detiene il primato di potenza FV installata, pari al 55% del totale, seguita da Pordenone (32%), Gorizia (8%) e Trieste (5%). Tutte le province hanno visto un incremento di capacità nel 2022 rispetto al 2021: Udine (+9,8%), Pordenone (+13,5%), Gorizia (+13,3%) e Trieste (+8,1%).

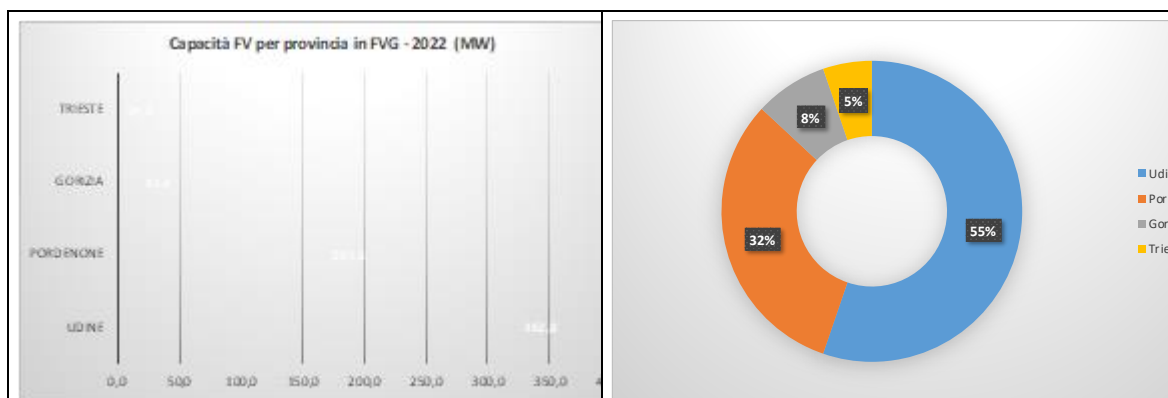


Figura 4.5 Capacità fotovoltaica installata in FVG per provincia a fine 2022. Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna.

Dai dati di distribuzione degli impianti installati a fine 2022 per classi di potenza si evince che l'88% della consistenza FV ricade nella classe di capacità < 12 kW.

È interessante analizzare anche l'evoluzione della consistenza FV dal 2018 fino agli ultimi dati riportati da Terna a fine marzo 2024. Si è avuto un incremento del 50,91% del numero degli impianti e del 53,02% della potenza.

Tabella 4.4 Evoluzione della consistenza solare fotovoltaico in FVG dal 2019 a fine marzo 2024: numero di impianti e capacità per classi di potenza. Elaborazione ENEA su dati Terna.

	P < 12kW		12kW <= P < 20kW		20kW <= P < 200kW		200kW <= P < 1MW		1MW <= P < 10MW		P >= 10MW		Totale	
	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]	Numero	Potenza [MW]
2018	29.103	130	2.387	42	1.938	149	177	111	30	93			33.635	525
2019	30.849	137	2.440	43	1.974	151	183	114	30	93	0	0	35.476	538
2020	32.392	144	2.506	44	2.029	155	188	116	30	99	0	0	37.145	558
2021	34.693	157	2.621	46	2.100	160	199	121	34	104	0	0	39.647	588
2022	40.416	192	2.851	50	2.223	168	227	133	35	108	0	0	45.752	652
2023	55.030	280	3.328	58	2.463	186	310	180	50	170	0	0	61.181	874
03/2024	59.610	308	3.467	60	2.590	194	333	193	60	210	2	24	66.062	989

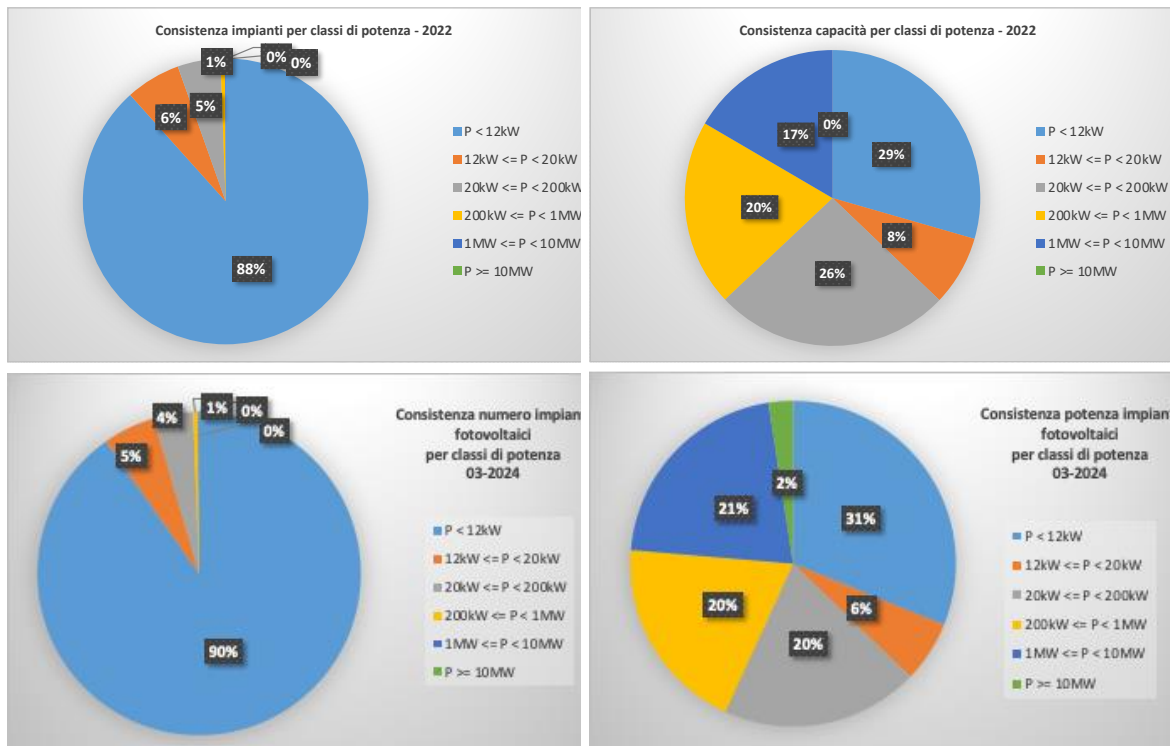


Figura 4.6 Consistenza solare fotovoltaico in FVG, sopra, a fine 2022, sotto, a fine marzo 2024. Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna.

La consistenza FV, a fine marzo 2024, indica che nonostante la percentuale dei piccoli impianti rimanga intorno al 90%, comincia ad aumentare la presenza di impianti > 1 MW. Ciò si ripercuote sulla consistenza in potenza. L'installazione di due soli impianti ha prodotto un aumento in capacità installata pari a 24 MW. Inoltre, dai dati Terna, competente per la connessione in alta e altissima tensione degli impianti con una potenza uguale o superiore a 10 MW, relativi alle nuove richieste di connessione, ad aprile 2024, Udine si attesta in prima posizione con 19 pratiche pari a 1,04 GW, mentre Pordenone ha una richiesta inoltrata pari 800 MW¹².

Nel FVG l'energia fotovoltaica ha avuto nel 2022 un peso pari a circa il 7,6% della produzione elettrica totale. Udine è la provincia che detiene il primato di generazione FV, pari al 57% del totale, seguita da Pordenone (31%), Gorizia (7%) e Trieste (5%). Tutte le province hanno visto un incremento nel 2022 rispetto al 2021. Udine (11,1%), Pordenone (15%), Gorizia (9,9%) e Trieste (7,3%).

¹² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/econnexion>

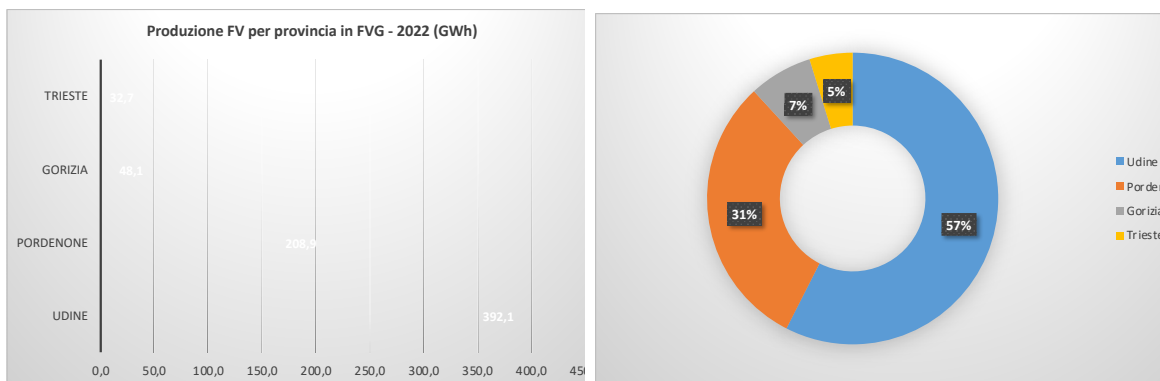
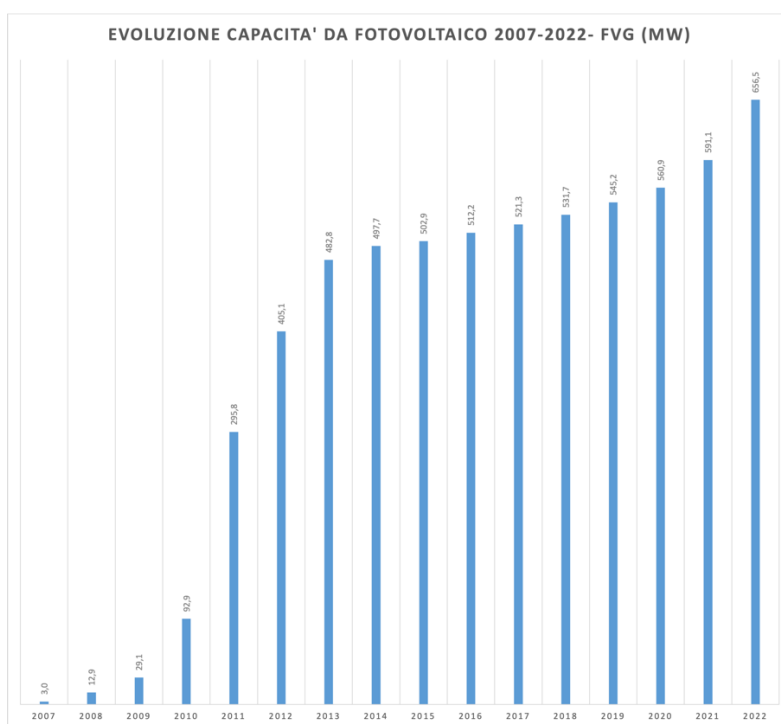


Figura 4.7 Produzione elettrica da fotovoltaico in FVG, nel 2022, per provincia. Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna.



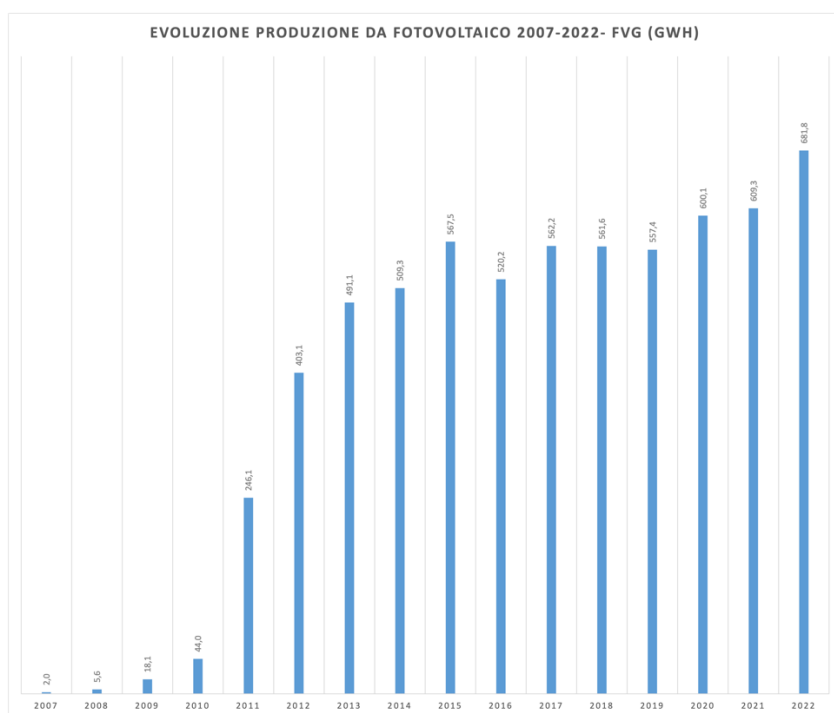


Figura 4.8 Evoluzione della capacità, sopra, e della produzione fotovoltaica, sotto, in FVG, dal 2007 al 2022. Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna.

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, collocando la regione 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)¹³.

Nel 2022 in FVG si sono installati il 3% del totale degli impianti installati su territorio nazionale¹⁴. Con una distribuzione provinciale: Udine (2%), Pordenone (1,2%), Gorizia (0,4%) e Trieste (0,2%)¹⁵. La distribuzione degli impianti installati nel corso del 2022 è in linea con le percentuali della potenza cumulativa.

A fine dicembre 2022, la superficie totale occupata da impianti fotovoltaici a terra in FVG è pari a 231 ha (ITA-15.700 ha), pari a circa lo 0,03% della superficie regionale (ITA-0,05%). La percentuale di superficie occupata rispetto alla superficie agricola totale (SAT) è invece pari allo 0,08% (ITA-0,1%) e la percentuale di superficie occupata rispetto alla superficie agricola utilizzata (SAU) è pari allo 0,1% (ITA-0,13%)¹⁶.

¹³ A fine anno nelle regioni del Nord risultano installati il 55% degli impianti in esercizio in Italia, al Centro il 17%, al Sud il restante 28%. Le regioni con il maggior numero di impianti sono Lombardia, Veneto, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio.

¹⁴ Le regioni con valori più elevati sono Lombardia (18,6%), Veneto (15%), Emilia Romagna (9,9%) e Lazio (6,3%).

¹⁵ Roma si conferma la prima provincia italiana per numero di impianti fotovoltaici installati, con il 3,9% del totale nazionale.

¹⁶ Dati di superficie da "7° Censimento Generale dell'Agricoltura 2020", ISTAT.

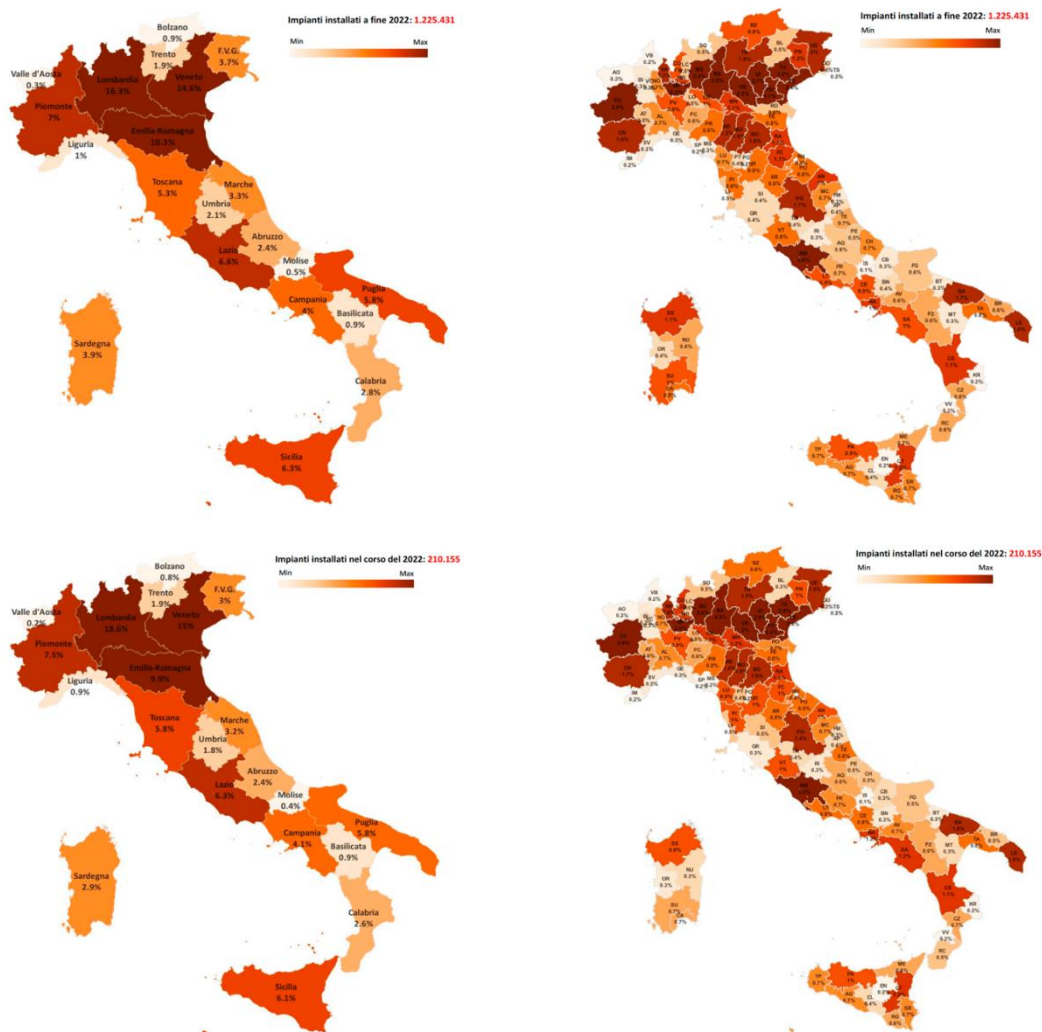


Figura 4.9 Distribuzione regionale (sinistra) e provinciale (destra) della potenza fotovoltaica cumulativa installata a fine 2022, sopra, e nel corso del 2022, sotto. Fonte: GSE.

Tabella 4.5 Evoluzione del solare fotovoltaico, numero impianti, potenza installata e produzione, in FVG 2019-2022. Elaborazione ENEA su dati GSE.

	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	2470	3082
					3,76%	5,29%		4,36%	0,39%		10,93%	12,31%

Un'analisi dei dati riportati nel sopra citato rapporto statistico del GSE permette di ottenere degli indicatori utili per l'analisi del potenziale tecnico, come la densità di potenza nominale per abitante e per superficie.

Tabella 4.6 Indicatori FV per il FVG. Elaborazione ENEA su dati GSE a dicembre 2022.

	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>	5.277	51	48,1	370,1	107,3	943,1
<i>Pordenone</i>	14.104	208	208,9	671,8	91,4	1.004,3
<i>Trieste</i>	2.653	34	32,7	149,1	160,0	961,8
<i>Udine</i>	29.904	363	392,1	702,5	73,0	1.080,2
ITALIA	1.225.431	25.064	28.121	425,9	83,0	1.122,0

A fine 2022 il dato di **potenza di picco fotovoltaica pro-capite** regionale è pari a **550,2W per abitante**, 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).

È da notare come tutte le provincie siano molto distanti sia dal valore massimo europeo (circa 1.280 W/ab) che da quello medio europeo (circa 585 W/ab), stimati a fine 2023¹⁷.

La taglia media degli impianti è di circa 14 kWp, contro circa i 20 kWp a livello nazionale.

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.

L' 81% (ITA-66%) degli impianti installati è distribuito su superfici non a terra come edifici, tettoie e capannoni, mentre il 19% (ITA-34%) sono sistemi collocati a terra pari ad un'occupazione totale di circa 231 ettari.

Altro dato statistico da analizzare ai fini dell'analisi del potenziale è la consistenza degli impianti fotovoltaici installati a fine 2022 nei vari settori: residenziale, terziario, agricolo e industriale.

¹⁷ Solar Power Europe, EU Market Outlook for Solar Power 2023-2027.

Tabella 4.7 Numero, potenza e produzione lorda degli impianti fotovoltaici in FVG al 31 dicembre 2022 per settore di utilizzo. Elaborazione ENEA su dati GSE

Settore residenziale	Numero Impianti	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Potenza Pro Capite (W/ab)
FVG	39.329	194	186	162
<i>Italia</i>	<i>1.010.536</i>	<i>4.925</i>	<i>4.728</i>	<i>83</i>
Settore terziario	Numero Impianti	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	
FVG	2,976	101	98	
<i>Italia</i>	<i>99.739</i>	<i>4.937</i>	<i>5.250</i>	
Settore agricolo	Numero Impianti	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	
FVG	1.551	66	68	
<i>Italia</i>	<i>41.787</i>	<i>2.651</i>	<i>3.012</i>	

Settore industriale*	Numero Impianti	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero Impianti	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)
FVG	2.082	296	330	550	154	192
<i>Italia</i>	<i>73.369</i>	<i>12.552</i>	<i>15.132</i>	<i>19.883</i>	<i>8.034</i>	<i>10.538</i>

*solo impianti di produzione di energia elettrica

4.2.2 Produzione da impianti ad energia geotermica

4.2.2.1 Introduzione

Il termine "geotermia" deriva dal greco "geos" e "thermòs" e significa "calore dalla terra", ossia l'energia termica immagazzinata nel sottosuolo del nostro pianeta, e che nella crosta terrestre aumenta in maniera proporzionale mano a mano che si scende in profondità. Tale forma di calore deriva in parte dal calore residuo legato alla formazione del nostro pianeta, in parte da processi di decadimento degli elementi radioattivi quali Torio, Uranio e Potassio, presenti nel mantello. La temperatura aumenta progressivamente con la profondità, in accordo con il valore medio del gradiente geotermico medio, pari a 30 °C per ogni km. La propagazione del flusso di calore (heat flow) dall'interno della Terra verso la superficie terrestre avviene attraverso processi conduttivi e convettivi, ovvero tramite un fluido vettore, acqua e/o gas. Le tecnologie geotermiche utilizzano l'energia termica disponibile nel sottosuolo per produrre calore utile per climatizzare gli ambienti, alimentare processi agricoli e industriali o per produrre elettricità.

I principali ambiti di applicazione delle tecnologie geotermiche, sulla base del tipo di risorsa geotermica sfruttata, possono essere:

- produzione di energia elettrica e uso diretto del calore attraverso lo sfruttamento di sistemi idrotermali, ovvero fluidi caldi provenienti da falde sotterranee situate a profondità variabili (Deep Geothermal Energy Resources);
- uso diretto del calore attraverso l'utilizzo di pompe di calore geotermiche (Ground-Source Heat Pump - GSHP) che sfruttano la stabilità termica del sottosuolo entro i 200 m di profondità per climatizzare gli ambienti (Shallow Geothermal Energy Resources).

Le tecnologie geotermiche utilizzano l'energia termica disponibile nel sottosuolo per la produzione di energia elettrica (reservoir ad alta-media entalpia) e/o per usi diretti del calore (risorse a bassa-media entalpia) quali climatizzazione degli edifici, teleriscaldamento e molteplici applicazioni agroalimentari, florovivaistici ed industriali.

Pertanto, la geotermia a bassa entalpia è considerata relativamente più accessibile e meno invasiva rispetto alla geotermia ad alta entalpia, che richiede temperature molto più elevate e tecniche di estrazione più complesse. La geotermia a bassa entalpia può contribuire alla riduzione delle emissioni di gas serra e dell'uso di combustibili fossili per il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici.

Sistemi geotermici a bassa entalpia

L'Italia ha una forte vocazione geotermica, le risorse potenzialmente estraibili entro 5 km di profondità sono dell'ordine di 21 exajoule (circa 500 Mtep). Circa un terzo delle risorse potrebbe permettere la produzione di energia elettrica, in determinate aree geotermiche distribuite principalmente nel settore occidentale d'Italia [18]. Il campo di sforzi generato dalla convergenza delle placche tettoniche Africa-Europa ha dato spazio, a partire dal Miocene, ad un processo di apertura e di oceanizzazione del Tirreno. L'assottigliamento crostale che ne è conseguito, sviluppatosi per tutto il Neogene e ancora parzialmente in atto, ha comportato l'avvio di un'intensa attività magmatica in tutto il margine tirrenico e peri-tirrenico (catena appenninica) della penisola. Il settore compreso tra il Monte Amiata, a nord, e il sistema vulcanico campano, a sud, è stato interessato da un'intensa tettonica distensiva che, con diverse tempistiche e fasi, ha prodotto diffusi fenomeni vulcanici, i cui corpi magmatici sono in stretta relazione con gli attuali sistemi geotermici a media e alta entalpia (Figura 4.10).

¹⁸ Unione Geotermica Italiana (UGI) - Stime di crescita della geotermia in Italia 2016-2030, con proiezioni al 2050- per un aggiornato manifesto della Geotermia italiana- il calore della terra. Risorsa ecocompatibile: ovunque, per tutti, sempre. Settembre 2017

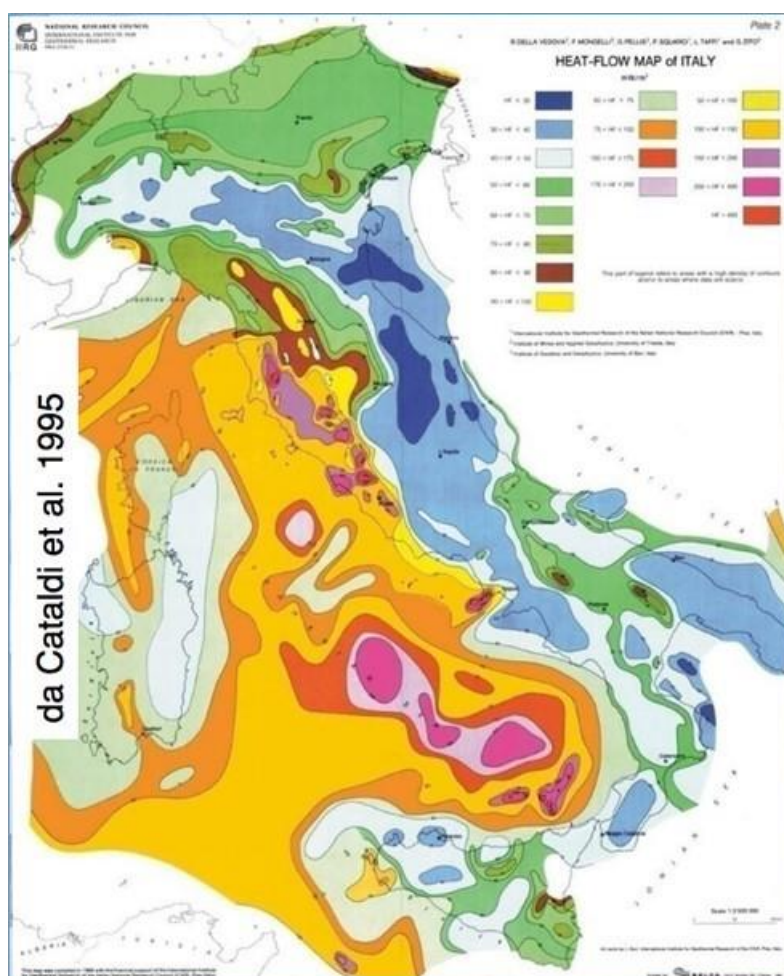


Figura 4.10 mappa del flusso di calore d'Italia [19].

I sistemi tecnologici per l'approvvigionamento del calore ad uso diretto sono definiti a bassa entalpia e sono caratterizzati da una temperatura del serbatoio geotermico inferiore ai 90°C. Tali sistemi possono essere utilizzati in gran parte del territorio italiano, in quanto è possibile sfruttare il gradiente geotermico già al di sotto dei 15 metri di profondità dal piano campagna, in profondità la temperatura rimane fissa e costante tutto l'anno e non risente delle fluttuazioni giornaliere, mensili, stagionali (Figura 4.11). La geotermia a bassa entalpia risulta uno strumento vincente in quanto, oltre ad essere disponibile ovunque sulla superficie terrestre, è una forma di calore pulita, rinnovabile e sicura nel tempo ed ecocompatibile.

¹⁹ R. Cataldi, F. Mongelli, P. Squarci, L. Taffi, C. Calore, "Geothermal ranking of Italian territory, Geothermics, Volume n. 24, Issue 1 (1995), pp.115-129

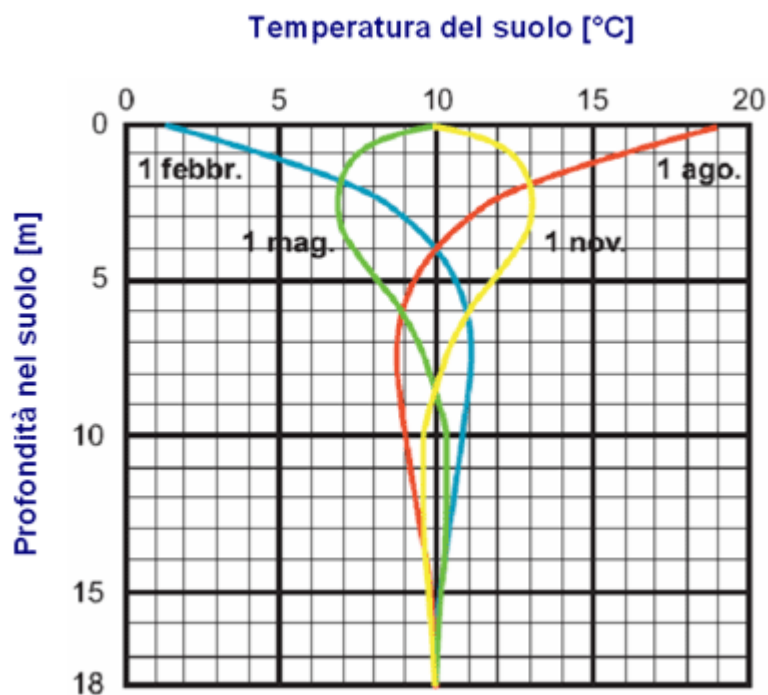


Figura 4.11 Andamento della temperatura con la profondità [20].

La crescente diffusione della conoscenza sulle potenzialità delle pompe di calore geotermiche ha avuto un impatto significativo sullo sfruttamento diretto dell'energia geotermica negli ultimi anni, giocando un ruolo sempre più di primo piano nelle politiche europee sull'efficienza energetica, nonché nella lotta all'inquinamento atmosferico. Inoltre, questa tecnologia può raggiungere maggiori valori di efficienza energetica per il condizionamento degli ambienti interni rispetto ai sistemi di condizionamento convenzionali ad aria (ASHP). Il sottosuolo subisce meno fluttuazioni di temperatura rispetto alle variazioni giornaliere registrate dal mezzo aria. Pertanto, l'utilizzo diretto del calore, per la climatizzazione degli edifici, è possibile anche attraverso l'utilizzo di pompe di calore geotermiche (Ground-Source Heat Pump- GSHP) associate a sistemi geotermici di tipo aperto o chiuso. Nei sistemi geotermici a ciclo aperto (open loop), l'acqua della falda, dei laghi, dei fiumi o del mare viene pompata in superficie e re-immessa nel sottosuolo, dopo essere stata trattata, mediante pozzi opportunamente realizzati oppure caduta direttamente al corpo d'acqua (Figura 4.22). In entrambi i casi, è importante tenere conto delle normative ambientali e delle restrizioni sul prelievo e sul rilascio dell'acqua per garantire un impatto ambientale minimo ("Norme in materia ambientale", Legge n° 152 del 1999). La progettazione di un sistema aperto che utilizzi l'acqua richiede un'analisi approfondita delle condizioni idrologiche locali, delle temperature dell'acqua durante tutto l'anno e delle esigenze di riscaldamento e raffreddamento dell'utenza. Gli aspetti legali e normativi relativi all'uso delle risorse idriche e alla gestione delle acque vanno sempre considerati nel progetto di tali sistemi.

²⁰ www.robur.it

Nei sistemi a ciclo chiuso (closed loop) (Borehole Heat Exchanger - BHE), il fluido di circolazione (generalmente acqua e glicole) fluisce all'interno delle sonde geotermiche o geoscambio, posizionate nel terreno a profondità variabili in funzione della configurazione finale.

Gli impianti a circuito chiuso possono essere a loro volta suddivisi in tre principali sottosistemi (Figura 4.13):

- sonde geotermiche verticali: una o più coppie di "tubi in polietilene ad U" a diversa configurazione (single U, double U, coassiali, coassiali complessi) alloggiati in pozzi, al cui interno scorre il fluido termovettore, generalmente acqua e glicole (Figura 4.12);
- sonde geotermiche orizzontali: costituite da serpentine di tubi in polietilene variamente configurate ed alloggiate in trincee nel suolo profonde da 1 a 5 metri;
- geostrutture e pali di fondazione: inserimento delle sonde direttamente all'interno dei pali di fondazione dell'edificio.



Figura 4.12 Sistema geotermico open loop a sonde geotermiche verticali, a destra schema pompa di calore geotermica (PdC) [21].

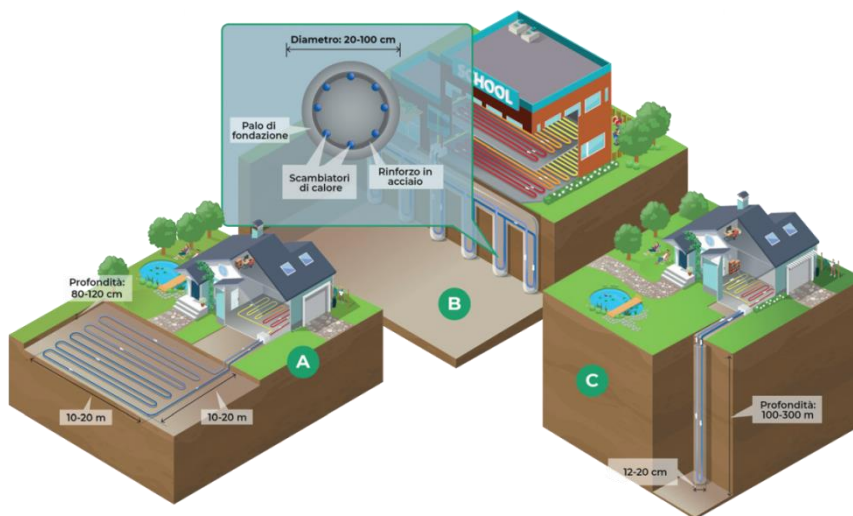


Figura 4.13 Sistema geotermico a circuito chiuso: scambiatori orizzontali (A), geostrutture (B), sonde geotermiche verticali (C) [22].

²¹ Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM

²² Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM

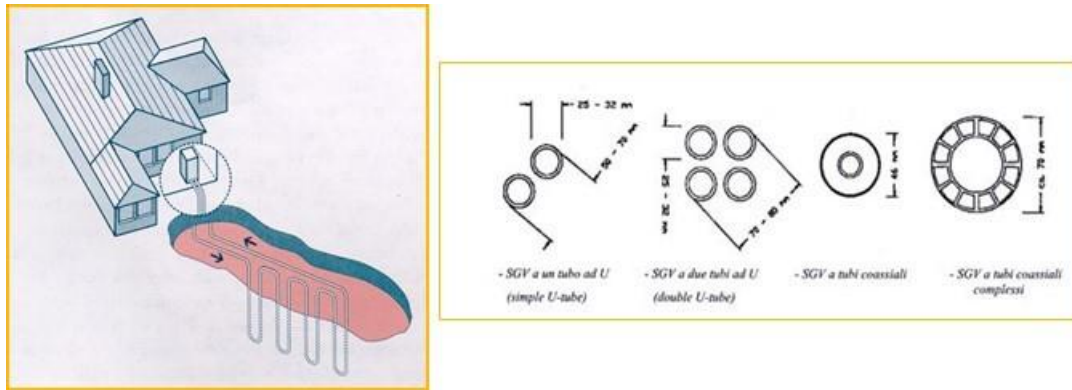


Figura 4.14 sonde geotermiche di tipo verticale e schema rappresentativo di diverse configurazioni.

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, le conducibilità e le diffusività termiche degli strati di terreno e rocce interessate, il livello dell'acqua di falda, le caratteristiche dell'acquifero e il flusso sotterraneo. Il grado di approfondimento a cui vanno spinte le indagini a carattere geologico è funzione della taglia del progetto e della complessità geologica ed idrogeologica intrinseca del settore in cui ci si trova ad operare [23]. La consultazione delle carte geologiche e dei dati stratigrafici dei pozzi disponibili in letteratura e dei sondaggi va effettuata ai fini di una corretta ricostruzione dei parametri termofisici del sottosuolo. In particolare, i parametri di riferimento da considerare sono:

- la conducibilità termica;
- la diffusività termica;
- la capacità termica.

La conducibilità e la diffusività termica dei terreni dipendono da diversi fattori, quali la porosità, l'umidità, la densità e il grado di saturazione. Nelle rocce, invece, i fattori che condizionano la conducibilità sono la densità e la composizione mineralogica. Inoltre, la presenza di un flusso di falda acquifera sotterranea permette un rinnovo dello stock termico attorno agli scambiatori, consentendo un incremento dell'efficienza del sistema complessivo.

Per determinare il valore della conduzione del calore attraverso un corpo roccioso si ricorre alla legge di Fourier, che oltre ad introdurre il concetto di gradiente geotermico presenta il coefficiente di conducibilità o conduttività termica in funzione della temperatura ed è tipica per ogni roccia (k).

Aspetti innovativi e livello di maturità tecnologica

Attualmente, le risorse geotermiche del sottosuolo sono utilizzate per il riscaldamento e il raffrescamento di edifici, inclusi sia piccoli (5-30 kW, principalmente residenziali), medi (30-500 kW, principalmente commerciali) e grandi schemi (> 500 kW), nonché il teleriscaldamento.

L'energia geotermica combinata con piccoli sistemi di reti termiche offre una delle opzioni più efficaci per il riscaldamento e il raffreddamento a bassa temperatura degli edifici, sia in termini di impronta di

²³ A. Baietto A., M. Pochettino e E. Salvatici E, "Progettazione di impianti geotermici- sonde verticali e pozzi d'acqua" con software Geo Heat Call, Editore Dario Flaccovio, Palermo, 2010

carbonio che di risparmio economico. L'efficienza delle pompe di calore è notevolmente aumentata nel corso degli ultimi anni grazie al miglioramento tecnologico attuato su diversi componenti, quali lo sviluppo di tecnologie di controllo per ottimizzare le condizioni di funzionamento dei ventilatori, dei compressori e degli scambiatori di calore in funzione della temperatura dell'aria e dell'ambiente e l'ottimizzazione del ciclo termodinamico, mediante la diminuzione delle temperature di condensazione e l'aumento delle temperature di evaporazione.

Ad oggi, l'utilizzo delle tecnologie geotermiche è rallentato dalla scarsa conoscenza della potenzialità geotermica del territorio e da una certa percezione di rischio associata alla tecnologia, cui si aggiungono l'incertezza dei costi energetici, i regimi tariffari non incentivanti (rispetto ad altre fonti rinnovabili) e i costi d'investimento iniziale relativamente elevati. L'urbanizzazione del Paese impone, inoltre, un attento uso delle risorse idrologiche naturali e la costruzione d'impianti medio-piccoli e non favorisce le economie di scala.

In aggiunta, l'uso del solo calore geotermico mediante pompe di calore (opzione di grande interesse) richiede un intervento coordinato delle amministrazioni regionali per individuare i siti idonei e per divulgare il potenziale della geotermia (produzione residenziale distribuita, teleriscaldamento, calore per usi agricoli e industriali). Il pieno utilizzo del potenziale nazionale è subordinato sul piano tecnico ad un'analisi sistematica dei siti (dati già disponibili per i siti in attività a livello nazionale/regionale), anche per accrescere la capacità previsionale e, sul piano delle misure di policy, ad un chiaro segnale da parte di decisori politici.

4.2.2.2 Studi sull'individuazione di risorse geotermiche a bassa entalpia in Friuli Venezia Giulia Convenzione 8443, D.D. 24/11/2004

Molto interessante è lo studio condotto, nel 2004, dall'Università di Trieste e dall'OGS (Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale) che ha riguardato la realizzazione della carta geologico-tecnica della risorsa geotermica regionale e definizione delle linee guida per il suo utilizzo [24].

È stato definito l'inquadramento geologico-strutturale delle aree di potenziale interesse geotermico regionale comprese tra la linea delle risorgive, la linea di costa e le aree contermini. È stata condotta un'analisi delle stratigrafie dei pozzi esistenti e una caratterizzazione idraulica degli acquiferi. Inoltre, è stata effettuata l'interpretazione dei dati sismo-stratigrafici e strutturali disponibili, con definizione dei limiti delle aree d'interesse per lo sfruttamento. Sono stati valutati, tramite modellistica numerica, i dati termici degli acquiferi geotermici (porosità e permeabilità). Sono state condotte misure sperimentali per la caratterizzazione geochimica delle acque in acquiferi con campionamento di acque artesiane o freatiche per la ricostruzione delle aree di ricarica, profondità dei circuiti e tempi di residenza medi nell'acquifero.

È stato ricostruito l'andamento della base dei sedimenti quaternari su tutta la pianura a sud della linea delle risorgive, le formazioni litoidi profonde fino al tetto delle formazioni carbonatiche e le risorse idriche profonde (Figura 4.15).

²⁴ Università di Trieste (DICA), Università di Trieste (DISGAM) e Istituto nazionale di oceanografia e geofisica sperimentale (OGS), Realizzazione della carta geologico-tecnica della risorsa geotermica regionale e definizione delle linee guida per il suo utilizzo: Convenzione 8443, D.D. 24.11.2004

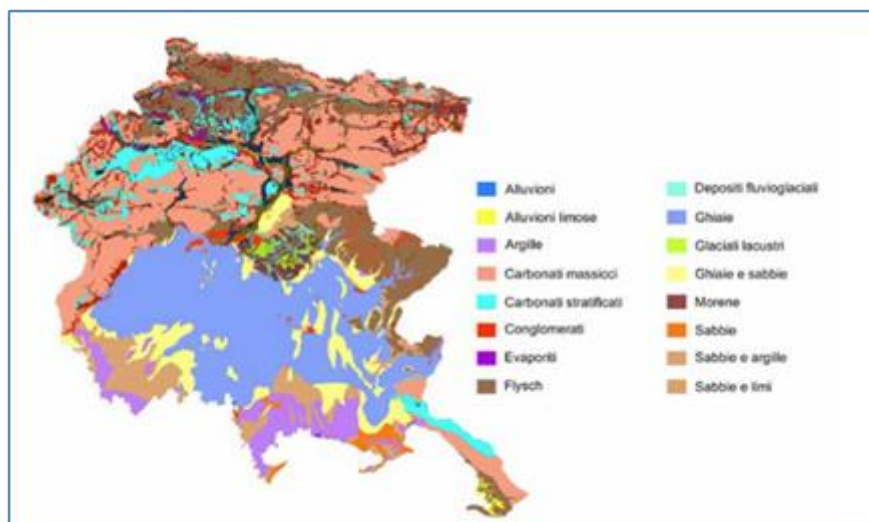


Figura 4.15 Carta geologica del FVG [25].

Nel Friuli Venezia Giulia risorse di acque geotermiche con temperature significative per un loro sfruttamento possono essere individuate lungo la dorsale dei sovrascorrimenti dinarici che caratterizzano il margine NE della pianura friulana. I serbatoi si trovano all'interno delle formazioni carbonatiche al tetto dei suddetti sovrascorrimenti.

Analogo discorso anche per i sovrascorrimenti del dominio subalpino, dove acque calde, riscaldate in profondità, entro il basamento metamorfico-cristallino, arrivano in superficie seguendo cammini preferenziali lungo le fratture principali e restano intrappolate al di sotto di coperture impermeabili.

La fascia litorale e lagunare del Veneto orientale e del Friuli Venezia Giulia, è caratterizzata da un'estesa anomalia geotermica, in corrispondenza della direttrice costiera: Laguna di Caorle-Lignano-Grado-Monfalcone.

Le evidenze più significative di tale diffuso termalismo sono:

- le Terme Romane di Monfalcone, alimentate da una singolare ed anomala sorgente che sgorga spontaneamente dai calcari con una temperatura fino a 38 °C;
- le acque che provengono dagli acquiferi artesiani a 340 m di profondità in Laguna di Grado (Val Noghera-Isola di Morgo) con una temperatura fino a 40 °C;
- le acque che sgorgano dagli acquiferi artesiani a 560 m di profondità nell'area della foce del Tagliamento (Quarto Bacino e Isola Picchi) con temperature fino a 52 °C;
- il pozzo Cesarolo 1, perforato dall'AGIP per ricerche di idrocarburi, che ha incontrato la piattaforma carbonatica mesozoica friulana a 727 m di profondità, ove è stata misurata una temperatura di 60- 65°C.

La fascia litorale è caratterizzata da due tipologie principali di acquiferi termali:

- acquiferi termali dolci, contenuti nei terreni plio-quadernari e miocenici di copertura (profondità massima fino a circa 600 m), caratterizzati da valori di temperatura di circa 40 °C;

²⁵ Carulli G.B., 2006 - Carta geologica del Friuli Venezia Giulia, scala 1:150.000, Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia, Direzione Regionale Ambiente e Lavori Pubblici, Servizio Geologico Regionale. Selca, Firenze

- acquiferi salmastri o salati profondi, ospitati nella struttura calcarea sepolta (profondità fra 800 e 1000 m dal piano campagna), con temperatura superiore a 65 °C.

Sotto il profilo geologico ed idrogeologico la pianura può essere suddivisa in quattro sottozone sostanzialmente omogenee: la piana di Osoppo e Gemona, l'Anfiteatro morenico del Fiume Tagliamento, l'Alta Pianura e la Bassa Pianura.

La piana di Osoppo e Gemona (Figura 4.16): è una pianura alluvionale, riempita da sedimenti fluvio-glaciali provenienti dal fiume Tagliamento e da altri corsi minori e chiusa dalle colline moreniche verso sud. È caratterizzata da sedimenti a carattere grossolano e ghiaioso-sabbioso con rare intercalazioni limoso-argilloso (quest'ultimo più marcato verso sud).



Figura 4.16 In verde la piana di Osoppo e Gemona.

L'anfiteatro morenico del Tagliamento (Figura 4.17): è ubicato allo sbocco del fiume in pianura, caratterizzato da depositi morenici e fluvio-glaciali in eteropia di facies.



Figura 4.17 In verde l'anfiteatro morenico del fiume Tagliamento.

La pianura friulana può essere suddivisa in due parti: l'Alta Pianura, nella quale la falda freatica è contenuta all'interno dei depositi ghiaiosi grossolani; e la Bassa Pianura, caratterizzata da depositi

sabbiosi fino a limi e argille. Tale assetto litostratigrafico consente la formazione di falde sospese, per lo più artesiane (Figura 4.18).

La linea che separa l'alta dalla bassa pianura è costituita dalla linea delle risorgive.

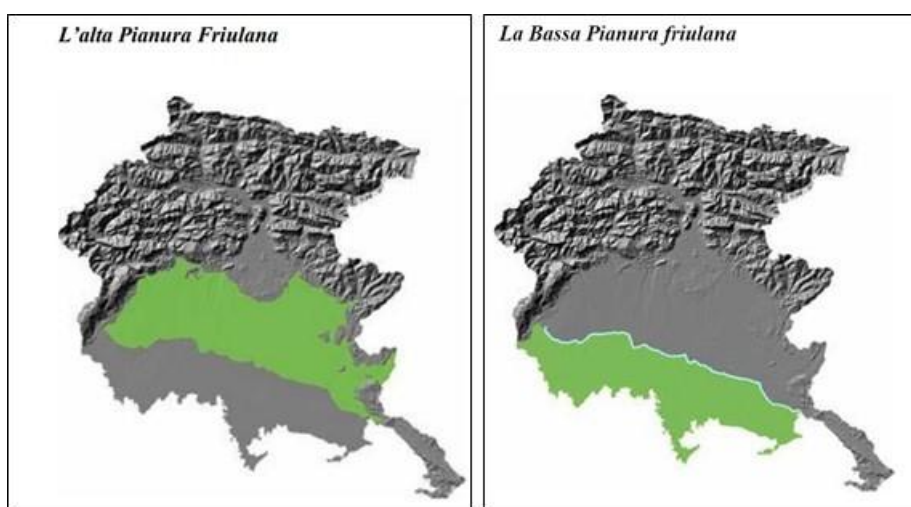


Figura 4.18 In verde: a sinistra l'alta pianura; a destra la bassa pianura; in evidenza la linea delle risorgive.

L'area lagunare e peri lagunare rappresenta l'estremità orientale del sistema deltizio che si estende da Ravenna alla foce dell'Isonzo (Figura 4.19). È caratterizzata da depositi limosi-argillosi.



Figura 4.19 In verde la laguna e la fascia perilagunare.

I pozzi scelti per il campionamento delle acque interessano sei comuni della bassa pianura friulana: comune di Aquileia (pozzo Leoni); comune di Grado (pozzo Sport, e pozzi Val Noghera 2 e Anfora in laguna); comune di Latisana (pozzo Piscina); e comune di Lignano Sabbiadoro (pozzo Zoo); comune di Marano Lagunare (un pozzo Oasi e pozzo Thalos); comune di Palazzolo dello Stella (pozzo Brussa); comune di Terzo d'Aquileia (pozzo Trebano 320) (Tabella 4.8).

Tabella 4.8 Pozzi monitorati in FVG.

Stazione	Cat. Pozzi - DB Access	Località	Prof. (m da p.c.)	Temp. media (°C)
ANFORA	0780070 UMGP/101	PORTO BUSO, LAGUNA DI GRADO E MARANO	282	26.2
BRUSSA	UMGP/051	BOSCO BRUSSA, PALAZZOLO DELLO STELLA	416	29.7
LEONI	UMGP/105	VIA BELIGNA, AQUILEIA	220	19.7
OASI	UMGP/102	OASI FAUNISTICA, MARANO LAGUNARE	361.5	24.7
PISCINA	UMGP/046	PISCINA, LATISANA	502.5	28.0
SPORT	0780059 UMGP/109	CAMPO SPORTIVO, GRADO	218	23.4
THALOS	UMGP/035	DARSENA, APRILIA MARITTIMA	594	45.6
TREBANO 320	UMTP/132	CASE TREBANO, AQUILEIA	320	26.7
VAL NOGHERA 2	UMGP/125	VAL NOGHERA, LAGUNA DI GRADO E MARANO	340	38.1
ZOO	UMGP/017	PARCO ZOO, LIGNANO SABBIADORO	480	33.0

Le temperature dell'acqua più calda si registrano nel pozzo Thalos (fino a 47.7°C) e Val Noghera 2 (38.3°C). Più freddi i pozzi Leoni (20°C) e Sport (23.5°C). Il pozzo Thalos, inoltre, presenta un trend di aumento delle temperature, varia tra 43°C e 47.4°C; ciò è imputabile alla risalita di acqua calda dalle zone profonde.

Nella Figura 4.20 è interessante notare le profondità dei pozzi dal piano campagna in funzione della temperatura del reservoir possibilmente sfruttabile. In una prima valutazione di costi-benefici appare del tutto evidente che lo sfruttamento di tali pozzi non sia economicamente vantaggioso in quanto le temperature di utilizzo sono modeste a fronte di perforazioni molto profonde e dispendiose a livello economico.

Nella rappresentazione del gradiente geotermico delle zone ad interesse geotermico, le temperature maggiori si registrano nella zona di Latisana-Lignano (tra 30 e 55 °C) a profondità comprese tra i 250 e i 600 m di profondità (Figura 4.20). A Tal proposito si spiega anche la maggior richiesta di concessioni e permessi alla coltivazione per le suddette zone.

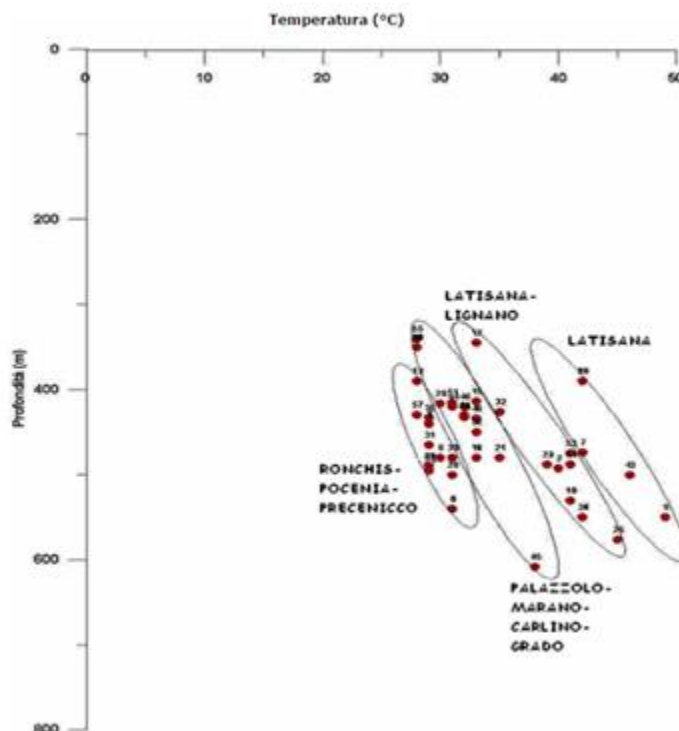


Figura 4.20 Grafico Profondità (m) - Temperatura (°C). La distribuzione spaziale evidenzia diversi raggruppamenti di T in funzione della profondità (z), che possono essere associati ad un medesimo gradiente termico medio [26].

In questo studio è stato stimato **il potenziale complessivo**, in termini di potenza sfruttabile dalle **falde acquifere regionali, pari a 0.5 GW**.

Nella convenzione suddetta è stata quantificata la risorsa geotermica nella bassa pianura (Tabella 4.8). Al 2003 risulta una potenza installata pari a 7.750 kW corrispondenti a circa 35 impianti installati e un'energia prodotta pari a 1,4 ktep/a. Lo scenario programmato al 2010 ipotizzava di arrivare a installare una potenza pari a 95.000 kW con un incremento di circa 345 impianti, ognuno di circa 250 kW per arrivare a produrre energia pari a 17,6 ktep/a.

²⁶ Università di Trieste (DICA), Università di Trieste (DISGAM) e Istituto nazionale di oceanografia e geofisica sperimentale (OGS), Realizzazione della carta geologico-tecnica della risorsa geotermica regionale e definizione delle linee guida per il suo utilizzo: Convenzione 8443, D.D. 24.11.2004

Tabella 4.9 Scenari futuri per la geotermia in FVG al 2010.

	Unità di misura	Scenario attuale	Scenario spontaneo al 2010	Scenario programmato al 2010
Potenza installata	kW	7750	11250	95000
Numero impianti	N	35	45	380
Energia prodotta	Tep/anno	1440	2100	17600
<i>Incremento rispetto allo scenario attuale</i>	<i>Tep/anno</i>		<i>+650</i>	<i>+16160</i>
CO₂ evitata	t/anno		6100	51200
Disponibilità energetica potenziale	Tep/anno	180.000		
Percentuale di sfruttamento sul totale disponibile.	%	0,8%	1,2%	9,8%

POR 2007-2013

Nell'ambito del progetto POR 2007-2013 "Obiettivo competitività regionale e occupazionale" del FVG si riportano le iniziative di promozione dell'efficienza energetica, nel quale vengono indicate le proposte di progetto relative alle fonti energetiche rinnovabili, tra cui compare anche l'energia geotermica.

Nella Tabella 4.10 si riporta l'elenco dei progetti presentati. Dei 22 impianti geotermici, 4 utilizzano acqua di falda (entro 700 m), 8 fanno esplicito riferimento al geoscambio (sistemi chiusi a sonde geotermiche), mentre gli ultimi 10 indicano genericamente l'utilizzo di fonte geotermica; senza esplicitare il sistema e la configurazione dello stesso. Di questi solo 1 indica esplicitamente l'utilizzo dello scambio anche per il raffrescamento estivo.

Tabella 4.10 Proposte di progetto geotermia nell'ambito del POR 2007-2013. Fonte: sistema di monitoraggio regionale del PO FESR.

Codice Progetto	Titolo	Stato Progetto	Beneficiario	Comune sede dell'intervento
1314	Realizzazione impianto geotermico in geo-scambio nella scuola materna e sala polifunzionale.	Concluso	COMUNE DI MAGNANO RIVIERA	MAGNANO IN RIVIERA - UD
5890	Rifacimento impianto di climatizzazione invernale asservito da falda geotermica nella scuola media elementare.	In corso	COMUNE DI MARANO LAGUNARE	MARANO LAGUNARE - UD
4821	Manutenzione straordinaria impianti di climatizzazione mediante energia geotermica della scuola elementare di Percoto.	In corso	COMUNE DI PAVIA DI UDINE	PAVIA DI UDINE - UD
5900	Riqualificazione energetica della sede municipale con sfruttamento della falda geotermica sino a 700 m.	In corso	COMUNE DI MUZZANA DEL TURGNANO	MUZZANA DEL TURGNANO - UD
1336	Lavori di realizzazione di un impianto geotermico presso la scuola materna di Adegliacco.	In corso	COMUNE DI TAVAGNACCO	TAVAGNACCO - UD
4768	Impianto con geo-scambio e pompa di calore per l'ex centrale idroelettrica di Malnisio.	In corso	COMUNE DI MONTEREALE VALCELLINA	MONTEREALE VALCELLINA - PN
4765	Impianto di geo-scambio funzionale al miglioramento energetico sede municipale.	In corso	COMUNE DI NIMIS	NIMIS - UD
4764	Sfruttamento risorsa geotermica con geo-scambio e pompa di calore presso impianto sportivo ex Cerit - B.deMarchi.	In corso	COMUNE DI PORDENONE	PORDENONE - PN

Codice Progetto	Titolo	Stato Progetto	Beneficiario	Comune sede dell'intervento
4761	Realizzazione di un impianto di geo-scambio presso palazzine del rione Panzano nell'ambito del contratto di quartiere.	In corso	COMUNE DI MONFALCONE	MONFALCONE - GO
2986	Geotermia Grado - Il Lotto - con sfruttamento della falda oltre i 700 m.	In corso	COMUNE DI GRADO	GRADO - GO
2982	Impianto climatizzazione invernale asservito da falda geotermica artesiana nella palestra comunale.	In corso	COMUNE DI MUZZANA DEL TURGNANO	MUZZANA DEL TURGNANO - UD
4776	Manutenzione straordinaria con rifacimento e integrazione d'impianti di climatizzazione geotermica per biblioteca/sala mostre comunale.	In corso	COMUNE DI BUIA	BUIA - UD
1316	Rifacimento impianto di climatizzazione asservito da sonde geotermiche in geo-scambio per la scuola media.	In corso	COMUNE DI MUZZANA DEL TURGNANO	MUZZANA DEL TURGNANO - UD
1317	Realizzazione impianto geotermico nell'ambito del progetto di conservazione del Palazzo de Grazia.	In corso	COMUNE DI GORIZIA	GORIZIA - GO
1312	Utilizzo dell'energia geotermica nell'ambito dello stadio del ghiaccio "Pala Vuerich" di Pontebba.	In corso	COMUNE DI PONTEBBA	PONTEBBA - UD
1319	Manutenzione degli impianti termici con sostituzione pompa di calore nella sede municipale.	Concluso	COMUNE DI OSOPPO	OSOPPO - UD
1324	Impianto di riscaldamento e raffrescamento a energia geotermica nell'ex municipio di Erto.	In corso	COMUNE DI ERTO E CASSO	ERTO E CASSO - PN
1325	Realizzazione dell'impianto con geo-scambio presso la scuola materna di Bagnoli della Rosandra.	In corso	COMUNE DI S. DORLIGO DELLA VALLE	SAN DORLIGO DELLA VALLE - TS
1327	Progetto per impianto a geo-scambio e pompa di calore per la scuola materna comunale.	In corso	COMUNE DI TREPPO GRANDE	TREPPO GRANDE - UD
1329	Intervento nell'ambito del progetto "lavori di ampliamento-ristrutturazione scuola primaria Mazzini".	Concluso	COMUNE DI UDINE	UDINE - UD
1332	Impianto di climatizzazione e riscaldamento presso l'edificio ex Consorzio agrario.	In corso	COMUNE DI CASARSA DELLA DELIZIA	CASARSA DELLA DELIZIA - PN
1309	Realizzazione di un impianto geotermico presso la scuola materna di Betania.	In corso	COMUNE DI TOLMEZZO	TOLMEZZO - UD

Di seguito i progetti più significativi realizzati.

- **Progetto Geotermia-Grado:** Impianto pilota di TELERISCALDAMENTO edifici pubblici: progetto dell'impianto pilota di teleriscaldamento di edifici pubblici mediante la realizzazione di 2 pozzi, uno di

produzione e l'altro di re-iniezione. Sono stati realizzati tra il 2008 e il 2015. La potenza termica è di 1 MW. La profondità dei pozzi è superiore ai 1000 m di profondità dal p.c. (Figura 4.21).

Pozzo Grado 2: rappresenta il pozzo di produzione. La temperatura dell'acqua di estrazione è tra i 47- 49 °C;

Pozzo Grado 1: pozzo di re-iniezione nello stesso serbatoio.

Le risorse geotermiche a bassa entalpia sono contenute all'interno dei serbatoi carbonatici profondi del bacino nord-Adriatico.

Questo impianto, ad oggi, non è funzionante in quanto sono presenti impurità nelle acque repute pericolose e corrosive per l'impianto.



LOG GEOFISICI PER LA CARATTERIZZAZIONE GEOTERMICA DEL SERBATOIO: IL PROGETTO GEOTERMIA GRADO (GORIZIA, ITALIA)
WELL LOGGING FOR THE GEOTHERMAL RESERVOIR CHARACTERIZATION: THE GRADO GEOTHERMAL PROJECT (GORIZIA, ITALY)

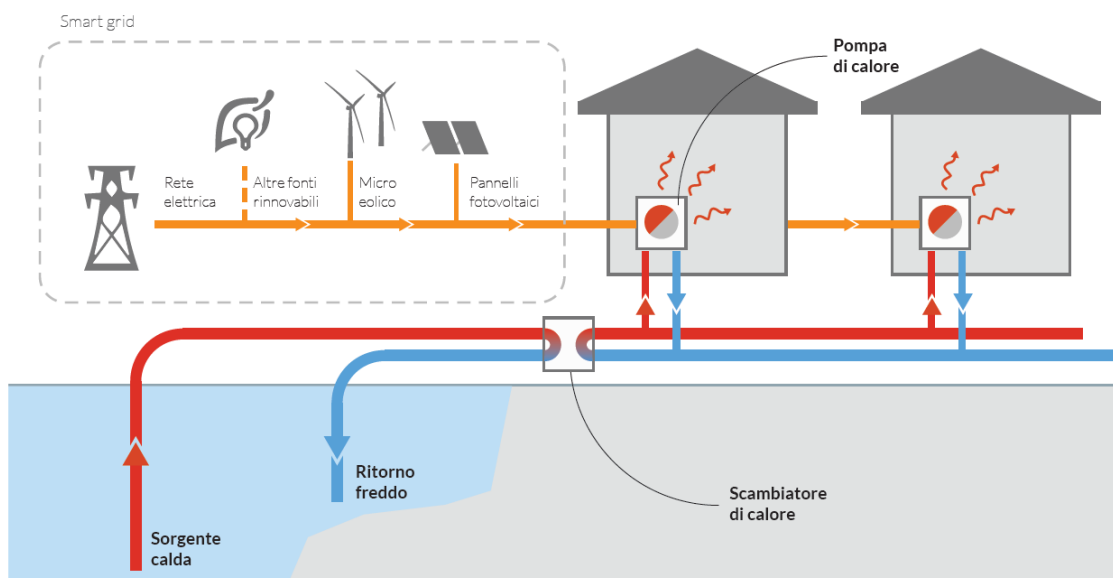


GIANNI PIFFERI*, MIRKO RINALDI†, BRUNO DELLA VEDOVA‡
* Waterstones S.r.l. Via Bolzano/Bocenrasso 40, 39044 Egna/Neumarkt (Bz) - Italy
† Dipartimento di Ingegneria Architettura, Università degli Studi di Trieste, Via Valerio 10, 34127 Trieste - Italy
‡ Corresponding author's e-mail: info@waterstones-srl.it

Figura 4.21 Localizzazione del progetto Geotermia Grado (Gorizia, Italia).

Progetto Geotermia ad energia termica dal mare per la città di Trieste: proposta per un utilizzo sostenibile: l'impianto sfrutta l'energia del mare in ottica smart grid.

Il sistema è a circuito aperto "open loop" nel quale viene fatta circolare l'acqua di mare, derivata ad una opportuna profondità e restituita in un punto distante, avente il compito di servire lungo il tracciato uno o più scambiatori di calore che permettono lo scambio termico fra l'acqua di mare e il fluido glicolato contenuto nel circuito chiuso a monte degli stessi, rappresentato nella figura sottostante. L'esempio è il salone degli incanti e il porto piccolo Sistiana.



Schema funzionale di impianto idrotermico a circuito aperto con scambiatore di calore, circuito secondario e pompe di calore

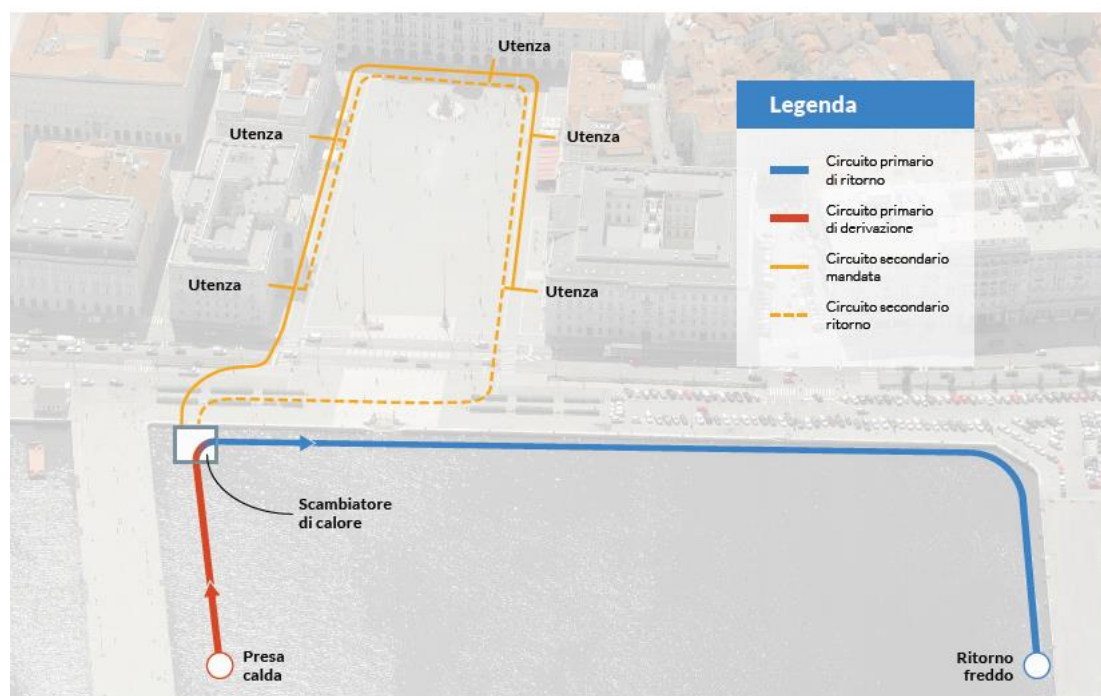


Figura 4.22 Impianto idrogeotermico a circuito aperto. Fonte: progetto Geotermia ad energia termica dal mare per la città di Trieste: proposta per un utilizzo sostenibile.

Questo tipo di applicazione deve tener conto di alcuni aspetti normativi. In accordo con il D.Lgs 152/2006, la temperatura dell'acqua di scarico non deve essere superiore ai 35°C; il massimo innalzamento della temperatura del mare a 1 Km di distanza deve essere inferiore ai 3°C; e le acque, prima di essere reimmesse, devono essere opportunamente trattate al fine di scongiurare il pericolo di inquinamento.

Come punti di forza si possono elencare i seguenti aspetti:

- riserva inesauribile;
- elevatissima inerzia;
- possibilità di scambi termici di grande potenza;

- spazi unitari ridotti per sistema di scambio;
- assenza di perforazione nel terreno;
- caratteristiche delle condizioni al contorno uniformi.

I punti di debolezza sono, invece:

- necessità di vicinanza alla costa;
- temperatura del fluido variabile nel tempo;
- necessità di trattamento contro le incrostazioni;
- necessità di controllo dei parametri allo scarico.

- **Progetto Palaghiaccio di Pontebba:** dal 2012 è operativo l'impianto realizzato al palaghiaccio di Pontebba (Figura 4.23). Sono stati realizzati due pozzi di estrazione (portata: 130 m³/h) e uno di reimmissione (portata: 260 m³/h) fino alla profondità di 30 m. La potenza termica prodotta di 720 kWt viene utilizzata principalmente per il riscaldamento degli spogliatoi e la potenza frigorifera pari a 640 kW per il raffreddamento della pista di ghiaccio (Figura 4.23).

Il palaghiaccio di Pontebba



REGIONE AUTONOMA
FRIULI VENEZIA GIULIA



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI DI TRIESTE

dicar

Prof. Bruno DELLA VEDOVA

Figura 4.23 Impianto geotermico palaghiaccio di Pontebba.

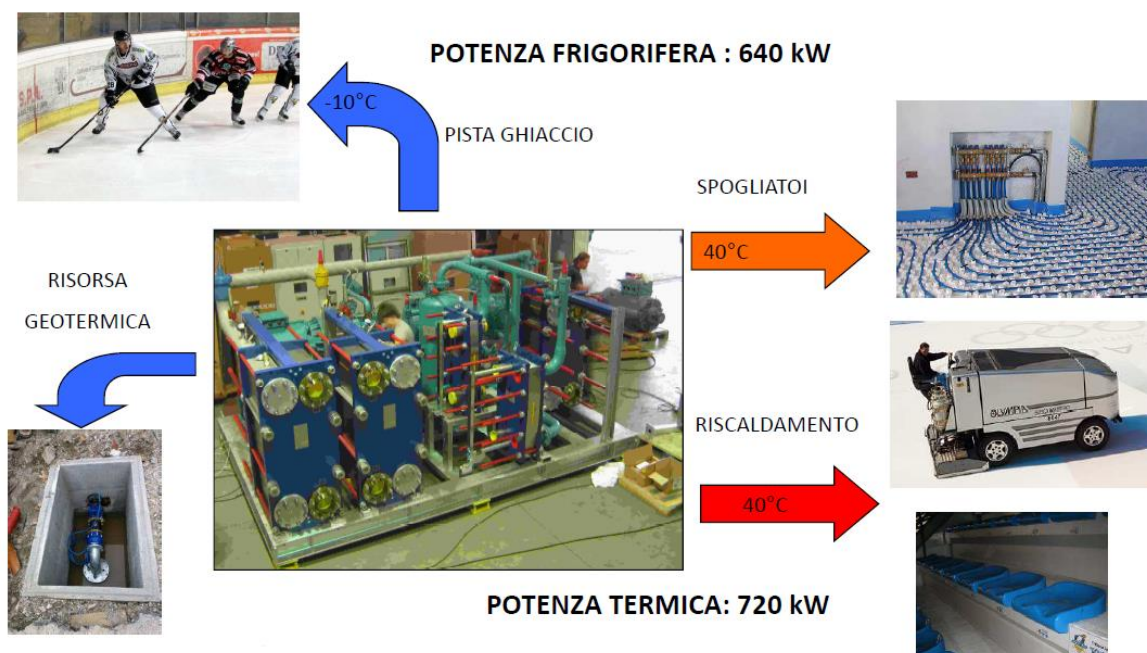


Figura 4.24 Impianto geotermico palaghiaccio di Pontebba.

4.2.2.3 L'energia termica in Friuli Venezia Giulia

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.

Tabella 4.11 Dati dichiarati dal GSE (2021).

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%

Di seguito, a titolo di esempio, si propone la stima del numero dei pozzi a circuito chiuso e della resa termica di ogni pozzo al fine di soddisfare la stessa potenza richiesta pari 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. Consideriamo un terreno costituito da ghiaia, sabbia in condizioni sature, del tutto reale alla tipologia di terreno presente nella bassa pianura friulana e nella zona lagunare. È possibile, dalla consultazione delle tabelle contenute nella normativa tedesca di riferimento VDI 4640 [27], 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).

²⁷ VDI 4640-1 (2000) "Thermal use of the underground, Fundamentals, approvals, environmental aspects", Verein Deutscher Ingenieure" D.Dusseldorf

Tabella 4.12 Valori di conducibilità termica, potenza di estrazione (W/m) e lunghezza della sonda geotermica per kW di potenza di riscaldamento (estratto da [28]).

Sottosuolo	Conducibilità termica (W/m K)	Potenza d'estrazione (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

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.

Questo per dire che i sistemi closed loop, di tipo verticale, possono 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 per lo 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 all'ISPRA. Infatti, in accordo alla Legge 464-84 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 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) (Tabella 4.13).

Questo tipo di parametri permette di valutare la resa termica (Tabella 4.14), 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.

²⁸ VDI 4640-1 (2000) "Thermal use of the underground, Fundamentals, approvals, environmental aspects", Verein Deutscher Ingenieure" D.Dusseldorf

Tabella 4.13- Esempi di conduttività termica (tra parentesi i valori tipici) e calore specifico volumetrico del sottosuolo alla T di 20°C [29].

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

²⁹ VDI 4640-1 (2000) "Thermal use of the underground, Fundamentals, approvals, environmental aspects", Verein Deutscher Ingenieure" D.Dusseldorf

Tabella 4.14 Conducibilità termica e resa termica di diversi terreni [30].

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 saturata dipende fortemente dalle caratteristiche della falda		

Al momento manca una normativa nazionale di riferimento; in generale per impianti di piccola taglia (potenza termica < 30 kWt) si fa riferimento alla normativa tedesca VDI 4640. Di contro, per grandi impianti (potenza termica > 30 kWt) 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.

³⁰ VDI 4640-1 (2000) "Thermal use of the underground, Fundamentals, approvals, environmental aspects", Verein Deutscher Ingenieure" D.Dusseldorf

Dati forniti dal Servizio Geologico FVG

Dal 2014, è stata avviata la raccolta sistematica della statistica mineraria da parte del servizio geologico del FVG.

È stato realizzato il database "DB GeoTerMin" nel quale si elencano i permessi di ricerca e le concessioni geotermiche, successivamente è stato integrato in un sistema informativo territoriale.

Principalmente, sono impianti che utilizzano il calore diretto senza scambiatore di calore intermedio, sono sistemi aperti (che utilizzano acqua di falda o di tipo superficiale), e le temperature di prelievo variano tra i 48 e i 25°C.

Inoltre, la Regione FVG non si è ancora dotata del registro telematico delle piccole utilizzazioni locali, al contrario della Toscana e della Lombardia. In altre Regioni è stato avviato ma ancora non attivo (Regione Lazio, Regione Puglia, Regione Sicilia, Regione Sardegna).

Ad oggi, in regione sono 46 le concessioni geotermiche di interesse locale. Si riferiscono a reservoir posti a una profondità maggiore di 400 m e una $T > 15^{\circ}\text{C}$. Di questi il 10% sul totale non risultano in produzione. Intanto, per le suddette concessioni, perché a profondità notevoli dal piano campagna, è necessario richiedere il permesso di ricerca, la valutazione di impatto ambientale e il provvedimento autorizzativo unico regionale (PAUR).

Sedici sono state le concessioni richieste al servizio geologico ai sensi del D.Lgs.n°22 del 11/02/2010 (Tabella 4.15).

Venticinque le concessioni richieste alla Regione FVG (Tabella 4.16).

Tabella 4.15 Concessioni richieste al servizio geologico ai sensi del D.Lgs n°22/2010.

1. UMGCM/028
2. UMGCM/044
3. UMGCM/047
4. UMGCM/048
5. UMGCM/050
6. UMGCM/069
7. UMGCM/076
8. UMGCM/077
9. UMGCM/081
10. UMGCM/091
11. UMGCM/092
12. UMGCM/093
13. UMGCM/097
14. UMGCM/098
15. UMGCM/100
16. UMGCM/101

Tabella 4.16 Concessioni richieste alla Regione FVG dal 1992 al 2009.

1. UMGCM/002
2. UMGCM/003
3. UMGCM/004
4. UMGCM/005
5. UMGCM/009
6. UMGCM/013
7. UMGCM/015
8. UMGCM/019
9. UMGCM/023
10. UMGCM/024
11. UMGCM/025
12. UMGCM/027
13. UMGCM/031
14. UMGCM/034
15. UMGCM/035
16. UMGCM/036
17. UMGCM/037
18. UMGCM/038
19. UMGCM/039
20. UMGCM/040
21. UMGCM/042
22. UMGCM/046
23. UMGCM/053
24. UMGCM/055
25. UMGCM/102

Ad oggi risultano 3 permessi di ricerca vigenti, 1 in istruttoria e 46 concessioni geotermiche:

- Permesso di ricerca «Udine» ubicata nei comuni di Udine, Moruzzo, Pagnacco, Tavagnacco, Reana del Rojale, Povoletto, Remanzacco, Pasian di Prato e Martignacco (UD), rilasciato in data 18.04.2023 (raccolta ed elaborazione di dati geologico-minerari ed elaborazione ed eventuale campagna geofisica, target ricercato 1500-2000 m). L'eventuale perforazione sarà autorizzata nell'ambito di una procedura di PAUR;
- È in istruttoria di PAUR il Permesso di Ricerca di Risorse Geotermiche "APRILIA MARITTIMA" da realizzarsi nei Comuni di Latisana, Lignano Sabbiadoro, Marano Lagunare e Precenico, target ricercato 4500 m;
- Permesso di ricerca «Grado»: doppietto geotermico a circa 1000 m di profondità con rete di teleriscaldamento.

Per quanto riguarda i Permessi di ricerca di interesse locale sono complessivamente quattro:

- tre a regime di concessione;
- uno "Casa Sardegna (Comune di Precenico)": permesso rilasciato nel 2019; ad oggi non è stata realizzata alcuna opera.

Invece, sono dodici le piccole utilizzazioni locali di calore geotermico a circuito aperto, ossia i fluidi geotermici a temperature superiori ai 15°C, profondità di scavo < 400 m dal piano campagna. Queste sono soggette alla disciplina delle derivazioni d'acqua, da presentare al servizio geologico (R.D. 1775/1933 e L.R. 11/2015).

Tabella 4.17 Elenco delle dodici concessioni di piccole utilizzazioni locali a circuito aperto.

1. UMPUL/001
2. UMPUL/002
3. UMPUL/003
4. UMPUL/004
5. UMPUL/006
6. UMPUL/007
7. UMPUL/008
8. UMPUL/009
9. UMPUL/010
10. UMPUL/011
11. UMPUL/019
12. UMPUL/020

Dati catasto impianti geotermici regionali

Dalla consultazione dei dati catastali degli impianti geotermici presenti nella regione, risultano 60 impianti in funzione, tutti ad uso privato tranne uno a scopo agricolo. Quarantadue impianti sono a circuito aperto, sfruttano gli acquiferi di pianura alluvionale, caratterizzati da sedimenti sabbiosi-ghiaiosi. In particolare, 37 sfruttano acquiferi presenti a profondità elevata (400-700 m dal p.c.) e solo 5 a profondità più superficiale (300-400 m dal p.c.) (Tabella 4.18). Diciassette impianti sono a circuito chiuso.

La potenza termica complessivamente installata è pari a 5.584,6 kW_t, a cui corrisponde un'energia prodotta all'anno pari a 27.454 MWh_t, tenendo conto delle effettive ore di utilizzo all'anno dichiarato per ogni singolo impianto. A ciò corrisponde una produzione di energia termica pari a 99 TJ/anno, ossia 2,37 ktep/anno. Rispetto alla potenza installata al 2003, **nel 2023 si assiste a un incremento di energia prodotta pari a circa 41 TJ/anno che corrispondono a 11.343 MWh_t** in più prodotti (Tabella 4.18).

Tabella 4.18 catasto impianti geotermici (Fonte: Servizio Geologico Regione FVG).

CATASTO IMPIANTI GEOTERMICI											
Denominazione Gestore Impianto / Località	Località Frazione/Comune azienda	Potenza effettiva [MWt]	MWh/ta	Tj/anno	ktep/anno	Funzionamento	Portata d'acqua utile [m3/a]	Temp. media estrazione [°C]	Tipologia di Impianto	Profondità	Tipologia acquifero
Acquamar	Marano Lagunare (UD)	0,0001	0,43	0,0016	0,00		197	26,8			
Buffon	Precenico (UD)	0,006	25,92	0,09	0,00	180 giorni	7200	30			
Caprette	Latisana (UD)	0,065	280,80	1,01	0,02		17000	40			
Cinque Stelle	Lignano (UD)	0,109	470,88	1,70	0,04		67392	40			
Condominio Aprilia	Latisana (UD)	0,226	976,32	3,51	0,08		96644	38,5			
Condominio Saline	Marano Lagunare (UD)	0,151	652,32	2,35	0,06	180 giorni	24903	26			
Comisso Bertoli	Precenico (UD)	0,032	138,24	0,50	0,01		8821	29			
De Nova Peruzzi	Lignano (UD)	0,021	90,72	0,33	0,01		16197	31			
Fabbroni	Latisana (UD)	0,021	90,72	0,33	0,01		7642	26			
Genagricola	Latisana (UD)	0,003	26,28	0,09	0,00	365 giorni	59835,2	35,3			
Geoterma Minore	Latisana (UD)	0,215	928,80	3,34	0,08	180 giorni		29,5			
Giardi ceramiche	Palazzo dello Stella (UD)	0,17	734,40	2,64	0,06		68229	36			
Green Village Resort	Lignano (UD)	0,113	623,76	2,25	0,05	230 giorni					
H.T. MEOTRONIC, BUTTO' FRANCESCO E DELICA ARREDAMENTI	Ronchis (UD)	0,264	1140,48	4,11	0,10	180 giorni	88875	27,5			
AZIENDA AGRICOLA ISOLA AUGUSTA	Palazzo dello Stella (UD)	0,041	177,12	0,64	0,02		122331	29			
ISOLA PICCHI 2	Latisana (UD)	0,064	52,96	1,99	0,05	360 giorni	88875	42			
Lorenzonetto e Canzian	Latisana (UD)	0,084	362,88	1,31	0,03		26584	37			
Marina Caponord	Aprilia Marittima (UD)	0,049	211,68	0,76	0,02		69463	41			
Mason	Latisana (UD)	0,008	34,56	0,12	0,00		23538	24		400-700	Depositi ALLUVIONALI (sabbie e/o ghiaie)
Miniluti M	Palazzo dello Stella (UD)	0,015	64,80	0,23	0,01		12971	28			
MODULAR E MASTINO	Ronchis (UD)	0,09	388,80	1,40	0,03		16168	25,3			
Moretto Rosa	Latisana (UD)	0,054	233,28	0,84	0,02		2115	36			
Oasi Shop	Latisana (UD)	0,05	216,00	0,78	0,02	180 giorni	15851	31,5			
Olio Alfio	Latisana (UD)	0,059	254,88	0,92	0,02		6813	25			
Palazzo dello sport	Latisana (UD)	0,34	1468,80	5,29	0,13		67880	37			
Parco Zoo e Marina Punta Verde	Latisana (UD)	0,209	902,88	3,25	0,08		26585	30			
Piscina Comunale	Latisana (UD)	0,1	432,00	1,56	0,04		489	24			
Pozzo Benedetti	Palazzo dello Stella (UD)	0,088	380,16	1,37	0,03		6602	31			
Pozzo pontile	Lignano (UD)	0,033	142,56	0,51	0,01		2179,3	26			
Revelino	Latisana (UD)	0,052	224,64	0,81	0,02		3475	40			
Romanini e Mazza	Latisana (UD)	0,049	211,68	0,76	0,02	180 giorni	37341	41			
Safi	Marano Lagunare (UD)	0,188	1646,88	5,93	0,14	365 giorni	130287	41			
Safi 2	Latisana (UD)	0,037	159,84	0,58	0,01		179918	38			
Saffio S.p.A.	Precenico (UD)	0,117	505,44	1,82	0,04	180 giorni		30			
Scuole Comunali	Marano Lagunare (UD)	0,029	125,28	0,45	0,01		2220	20			
Zanelli	Latisana (UD)	0,5	2160,00	7,78	0,19	180 giorni	61000	31			
Palazzo dello sport	Latisana (UD)	0,072	300,72	1,17	0,03		69000	25			
Aprilia Marittima	Marano Lagunare (UD)	0,075	324,00	1,17	0,03	180 giorni	85049	42			
Condominio Terra Mare A	Marano Lagunare (UD)	0,05	216,00	0,78	0,02			41			
Condominio Terra Mare B	Marano Lagunare (UD)	0,042	181,44	0,65	0,02	180 giorni	90637	38			
Falcomer	Carfino (UD)	0,345	1490,40	5,37	0,13	180 giorni	35361	27		300-400	
Palavra Comunale	Muzzana del Turlignano	0,092	397,44	1,43	0,03	180 giorni	6424	21			
Residenza Capo Nord	Marano Lagunare (UD)	0,042	181,44	0,65	0,02	180 giorni	886631	36			
Biblioteca sala mostre comunale	Bulla	0,0818	471,17	1,70	0,04						
Edificio in Via San Rocco	San Quirino	0,016	92,16	0,33	0,01						
Edificio via della Chiesa	Bagnaria Ars	0,0882	508,03	1,83	0,04						
Edificio via Volta	Prata di Podenone	0,113	630,88	2,34	0,06						
Ex centrale idroelettrica di Maraisio	Monteriale Valcellina	0,0601	346,18	1,25	0,03						
Ex municipio	Erto e Casso	0,0418	240,77	0,87	0,02						
Impianto sportivo ex Cent	Pordenone	0,13	748,80	2,70	0,06						
Municipio	Nimis	0,0331	180,66	0,68	0,02						
Palazzo de Grazia	Gorizia (GO)	0,048	276,48	1,00	0,02						
Scuola comunale	Treppo Grande	0,0674	388,22	1,40	0,03	240 giorni					
Scuola comunale di Percoto	Pavia di Udine	0,12	691,20	2,49	0,06						
Scuola materna	Gorizia (GO)	0,02	115,20	0,41	0,01						
Scuola materna	San Dorligo della Valle	0,0371	213,70	0,77	0,02						
Scuola materna di Betania	Todmezzo	0,08344	480,61	1,73	0,04						
Scuola materna e sala polifunzionale	Magnano in Riviera	0,0639	386,06	1,33	0,03						
Scuola media	Muzzana del Turlignano	0,093	535,68	1,93	0,05						
Scuola primaria Mazzini	Udine	0,0159	91,58	0,33	0,01						
Sede municipale	Osoppo	0,10176	586,14	2,11	0,05						
TOTALE	MWt	5,58	27454	99	2,37						

Tabella 4.19 Potenza installata, numero di impianti e energia prodotta nel 2003 e nel 2023.

2003	
Potenza installata (kWt)	7750
TJ/anno	58
ktep/anno	1,4
n. impianti	35
MWht	16111
MWt	7,75
Ore funzionamento	2079
2023	
Potenza installata (kWt)	5584,6
TJ/anno	99
ktep/anno	2,37
n. impianti	60
MWht	27454
MWt	5,58
Ore funzionamento	4265

Gli impianti geotermici a circuito aperto non in produzione sono tredici, di cui 3 ad uso agricolo e uno destinato all'orticoltura. Se alla produzione di energia termica degli impianti in funzione si aggiungesse quella relativa agli impianti ad oggi fermi, si raggiungerebbe un valore complessivo pari a 132 TJ/anno, quest'ultimo in linea con quanto riportato da GSE riferito all'anno 2021 (Tabella 4.20).

Tabella 4.20 Dati riferiti agli impianti geotermici fermi (ognuno 180 di funzionamento all'anno). Fonte: Servizio Geologico FVG.

CATASTO IMPIANTI GEOTERMICI					
Tipologia di utilizzo	Denominazione Gestore Impianto / Località	Località Frazione/ Comune azienda	Potenza [MWt]	MWht	TJ/anno
Usi individuali	Comas	Pocenia (UD)	0,02	85,40	0,31
Usi individuali	Galizio Marta	Latisana (UD)	0,084	362,88	1,31
Agricoltura	Partegada	Latisana (UD)	0,55	2376,00	8,55
Usi individuali	Rizzardi	Latisana (UD)	0,05	216,00	0,78
Usi individuali	Rosa dei Venti	Lignano (UD)	0,05	216,00	0,78
Usi individuali	Sturm	Latisana (UD)	0,167	721,44	2,60
Usi individuali	THALOS	Latisana (UD)	0,14	604,80	2,18
Agricoltura	Tondello Galletti	Palazzo dello Stella (UD)	0,14	604,80	2,18
Usi individuali	Turistica sportiva Lignano	Lignano (UD)	0,167	721,44	2,60
Itticoltura	Ciccittin	Marano Lagunare (UD)	0,63	2721,60	9,80
Usi individuali	Foresteria del Parco Comunale	Marano Lagunare (UD)	0,046	198,72	0,72
Usi individuali	Geotermia Primo Lotto	Grado (GO)	0,046	198,72	0,72
Agricoltura	Pevero Stefano	Marano Lagunare (UD)	0,033	142,56	0,51
TOTALE			2	9171	33

4.2.3 Produzione da impianti idroelettrici

La regione FVG vede un ruolo intermedio a livello nazionale per la potenzialità idroelettrica, comparando al 5 posto come numero di impianti, al nono posto in termini di potenza installata.

La potenza lorda installata al 31/12/2022 è pari a 528.3 MW (fonte: TERNA), per un numero totale di 247 impianti (Fonte: Regione FVG)

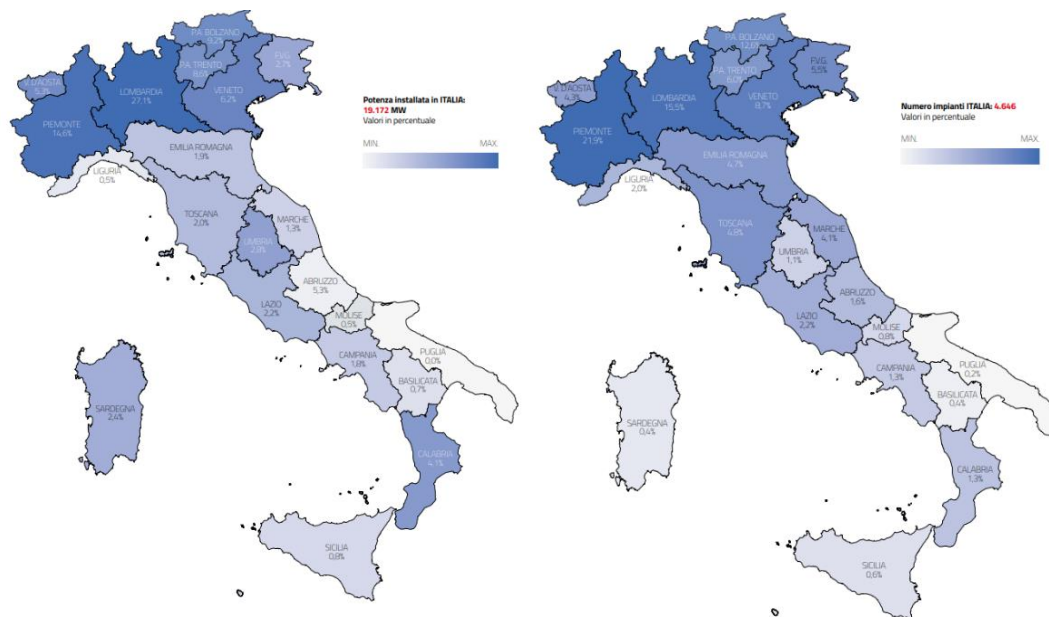


Figura 4.25 distribuzione regionale della potenza installata (a sinistra) e del numero degli impianti idroelettrici (a destra) a fine 2021. Fonte: GSE, “Rapporto Statistico 2021 Energia da Fonti Rinnovabili in Italia”, pubblicato a Marzo 2023.

Per quanto riguarda le potenze installate la variazione dal 2021 al 2022 non è rilevante. Si passa da 523,33 MW del 2021 (41,47% delle potenze installate da FER) a 528,7MW, corrispondente al 39,9% della potenza installata. Il grafico sotto mostra come ci siano stati due “picchi” di potenza installata, corrispondente agli anni 2008-2010 e 2015-2017. Osservando il periodo 2000-2022 si può comunque considerare una certa stabilità nel tempo, di crescita costante ma molto contenuta. Il tasso medio di incremento annuo pari allo 0,65%, che si può considerare un valore tipico di questa tecnologia, per la quale non è ragionevolmente possibile pensare a nuovi impianti di grande taglia e in cui l’aggiornamento tecnologico non è tale da ipotizzare salti di incremento significativi.

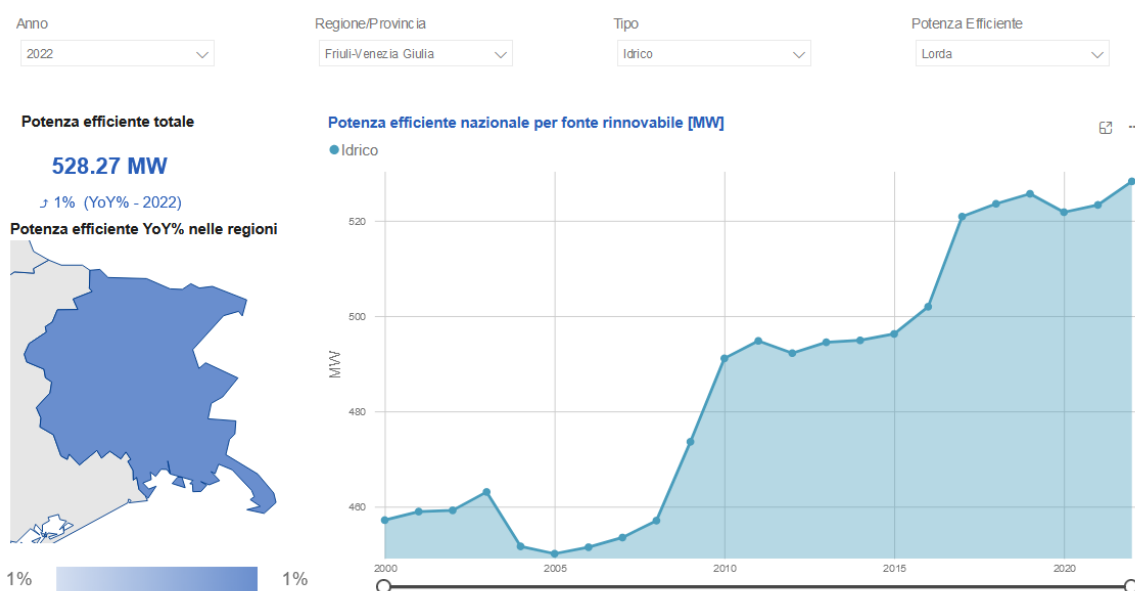
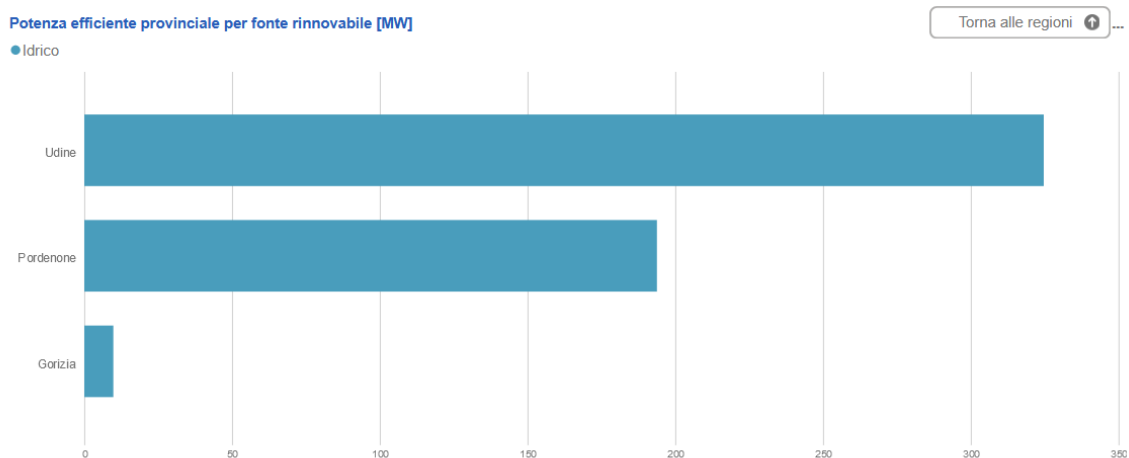


Figura 4.26 potenza efficiente idroelettrica lorda al 2022 per la Regione FVG (Fonte: Terna, dashboard online).

In termini di distribuzione territoriale, si osserva come la provincia di Udine detenga la gran parte dell'installato regionale, con il 61% della potenza installata, a fronte del 37% di Pordenone e Gorizia fornire un contributo residuale.



Provincia	Capacità (MW)	YoY
Udine	324,7	↗ 1.6%
Pordenone	193,8	↗ 0.1%
Gorizia	9,8	→ 0%

Figura 4.27 idroelettrico. Distribuzione provinciale della potenza efficiente lorda al 2022 e variazione rispetto all'anno precedente (YoY, Year Over Year) in Regione FVG (Fonte: Terna, dashboard online).

La distribuzione territoriale degli impianti è mostrata nella seguente Figura 4.28, estratta da "Eaglefvg" la piattaforma regionale webgis di consultazione delle banche dati cartografiche disponibili a livello regionale.

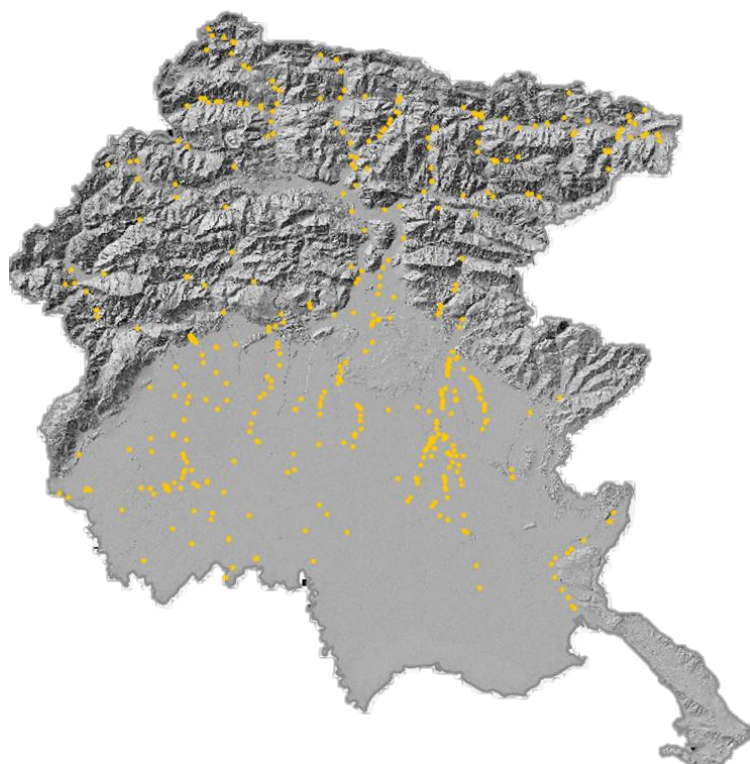


Figura 4.28 Distribuzione degli impianti idroelettrici in Regione FVG (Fonte: Eaglefvg, <https://eaglefvg.regione.fvg.it>, consultato in data 14/05/2024).

L'impatto delle differenti province è mostrato in maniera più esplicita in Figura 4.29, dove gli impianti idroelettrici sul territorio della regione, censiti dal GSE ed estratti dal portale Atlaimpianti, sono suddivisi per provincia e per potenza dell'impianto (inferiore o superiore ad 1 MW). È facile mostrare come la provincia di Udine sia quella più importante, sia in termini di numero totale di impianti, sia relativamente agli impianti di taglia superiore a 1MW, con la quasi totalità dell'installato.

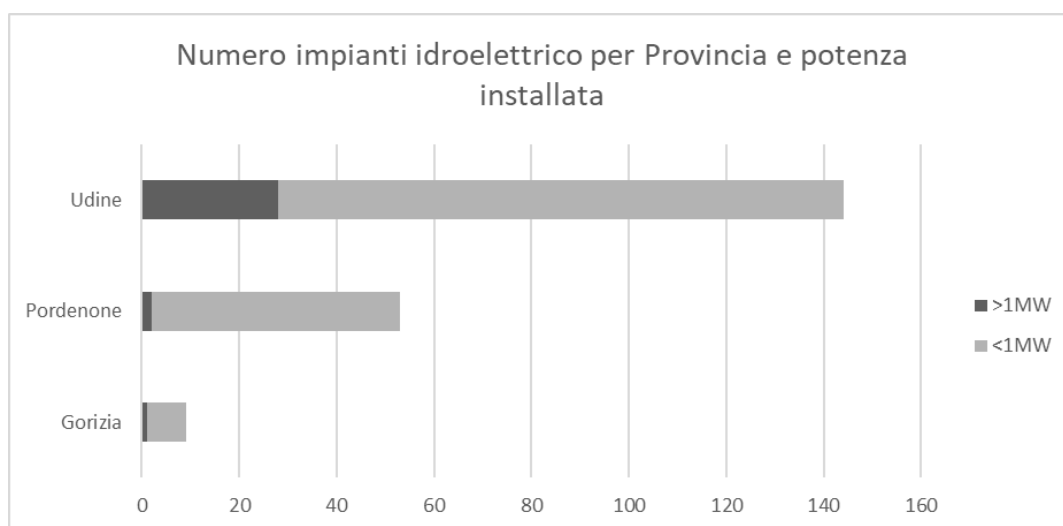


Figura 4.29 Numero di impianti installati in regione FVG per provincia e per potenza (>1MW in grigio scuro e <1MW in grigio chiaro). Fonte: elaborazione su dati GSE-Atlaimpianti, consultato a maggio 2024. Dati aggiornati a Luglio 2021.

In Figura 4.30 è rappresentata la consistenza degli impianti al 31/12/2022. È facilmente osservabile come i 12 impianti presenti in regione di taglia superiore ai 10MW coprano quasi i tre quarti della potenza totale installata. In aggiunta, è importante rilevare come gli impianti di taglia superiore a 1MW, il 24% del numero totale, rappresentino il 93% della potenza totale installata in regione.

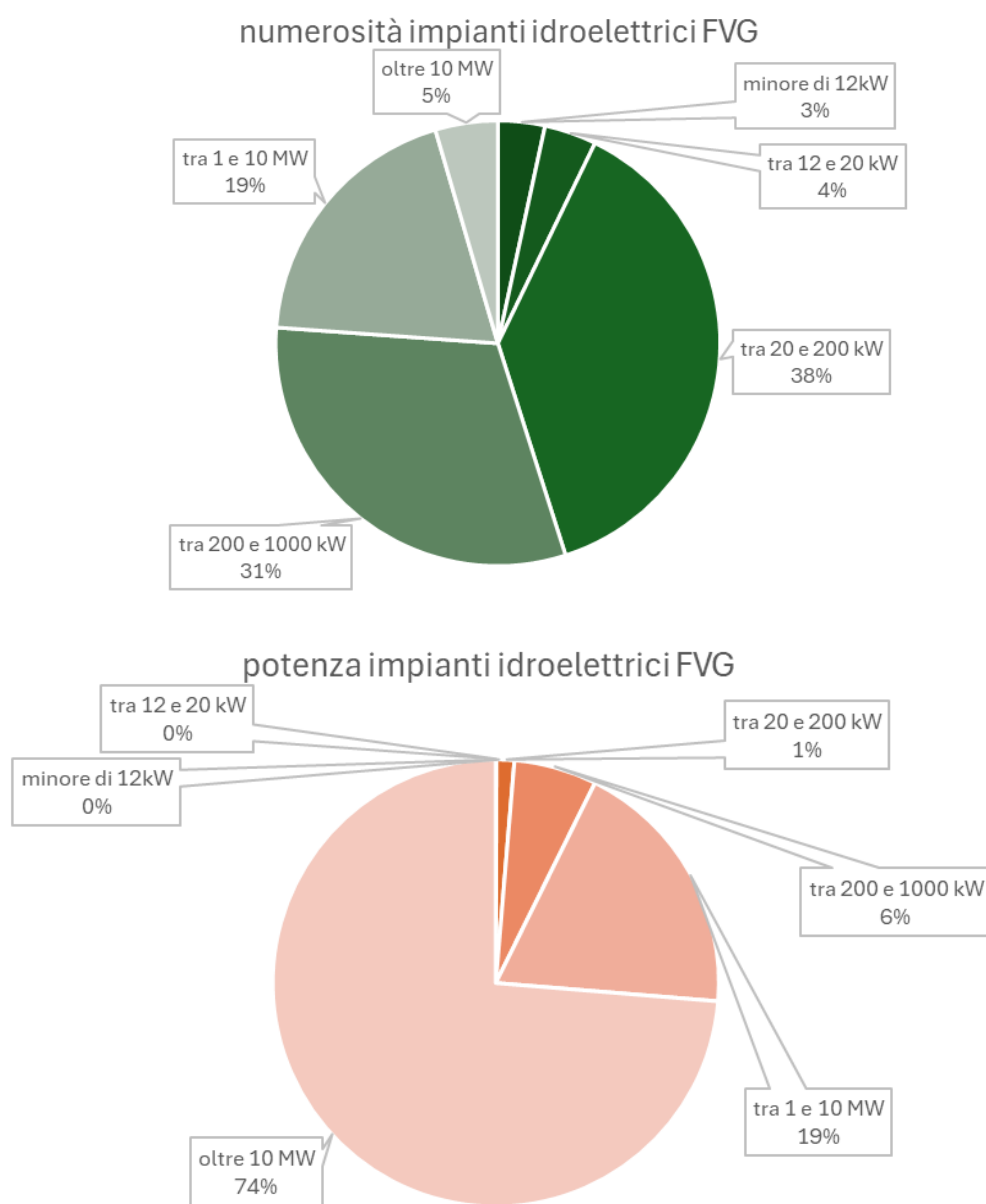


Figura 4.30 numerosità e consistenza degli impianti idroelettrici in regione FVG. Fonte: elaborazione su dati Terna-Gaudi "Consistenza idroelettrico – 31/12/2022".

In termini di produzione annua, si osserva facilmente come la fonte idroelettrica sia quella maggiormente aleatoria tra le Fonti Rinnovabili (Figura 4.31).

La produzione di energia idroelettrica in FVG nel 2021 ha contribuito per il 25,5% del totale dell'energia elettrica prodotta a livello regionale, corrispondente a 1.983,66 GWh (produzione lorda, fonte TERNA). Nel 2022, anno particolarmente secco dal punto di vista delle precipitazioni, l'energia prodotta (887,27 GWh) è dimezzata rispetto al 2021, scendendo ad un contributo del 9,9% di energia elettrica prodotta a livello regionale. Quindi, se nel 2021 la produzione di energia idroelettrica costituiva il 57,7% dell'energia prodotta in regione da FER, nel 2022 ha contribuito per il 38,2%, con soli 6 punti percentuali superiori all'energia elettrica prodotta da bioenergie.

Se si osserva il periodo 2000 – 2022, la produzione media annua risulta pari a 1.650 GWh/anno.



Figura 4.31 Distribuzione delle FER nella produzione di energia elettrica [GWh] nella regione FVG per l'anno 2022.
Fonte: Terna, dashboard online.

La distribuzione per tipologia di impianto vede un ruolo rilevante degli impianti ad acqua fluente con oltre il 60% della produzione, seguiti dagli impianti a bacino con quasi il 30% mentre il rimanente 10% è relativo ad impianti a serbatoio.

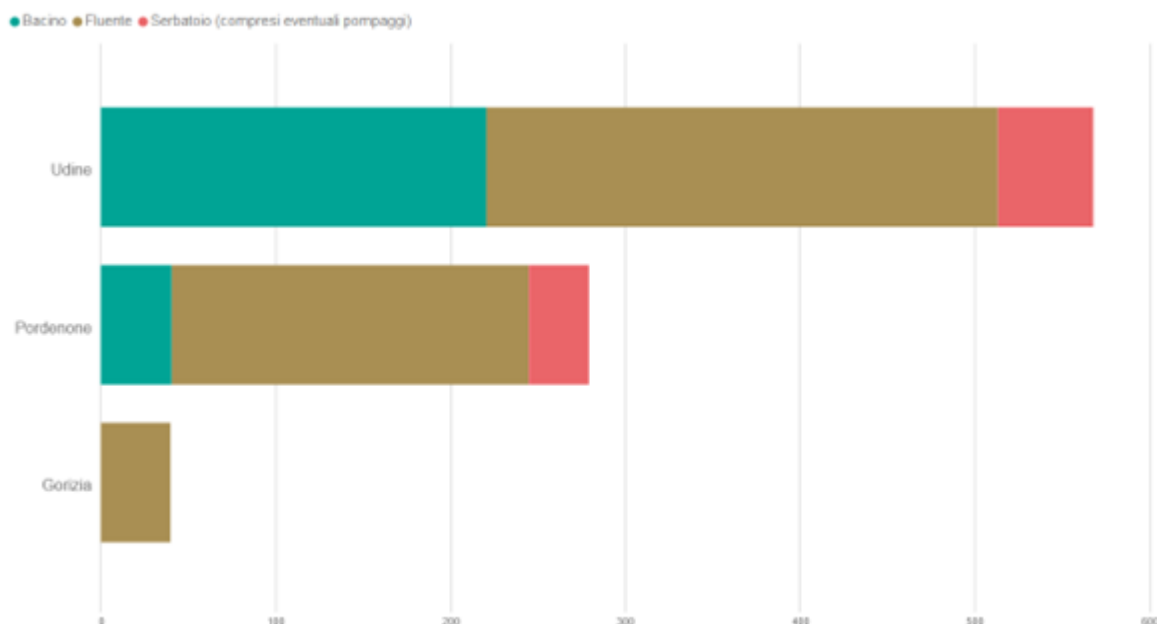
Tutte le tipologie di impianto hanno risentito in maniera molto importante delle scarse precipitazioni, che, come detto, hanno più che dimezzato la produzione rispetto all'anno precedente. È interessante osservare come la riduzione consistente (-56,3%) abbia riguardato tanto gli impianti a bacino che quelli ad acqua fluente, mentre una riduzione ancora maggiore sia stata registrata per gli impianti a serbatoio.



Figura 4.32 Produzione idroelettrica lorda nella regione FVG per l'anno 2022. Fonte: Terna, dashboard online.

La Figura 4.33 mostra la distribuzione della produzione idroelettrica regionale 2022 suddivisa per provincia e per tipologia di impianto.

Nel 2022, gli impianti ad acqua fluente hanno contribuito per circa il 60% alla produzione complessiva da fonte idraulica regionale, poco meno del 30% è stato prodotto da impianti a bacino mentre il restante 10% è stato generato da impianti a serbatoio.



Impianto idrico corretto Provincia	Bacino			Fluente			Serbatoio (compresi eventuali pompaggi)		
	Produzione	%GT Produzione	YoY idrica	Produzione	%GT Produzione	YoY idrica	Produzione	%GT Produzione	YoY idrica
Udine	220.7	24.87%	↘ -57.9%	292.8	32.99%	↘ -35.5%	54.5	6.14%	↘ -71.6%
Pordenone	40.6	4.58%	↘ -45.6%	204.3	23.03%	↘ -64.3%	34.4	3.88%	↘ -70.7%
Gorizia				39.9	4.50%	↘ -23.1%			

Figura 4.33 Produzione idroelettrica in regione FVG nel 2022 suddivisa per provincia e per tipologia di impianto.
Fonte: Terna, dashboard online.

L'elevata aleatorietà annuale della produzione idroelettrica è mostrata in Figura 4.34, dove a fronte di una potenza alquanto stabile, si osservano variazioni nella produzione molto elevate, con variazioni, anche tra anni consecutivi, fino a più del 50%. Quindi una costante, pur se ridotta, crescita della capacità installata, non corrisponde ad un conseguente aumento della produzione annua.

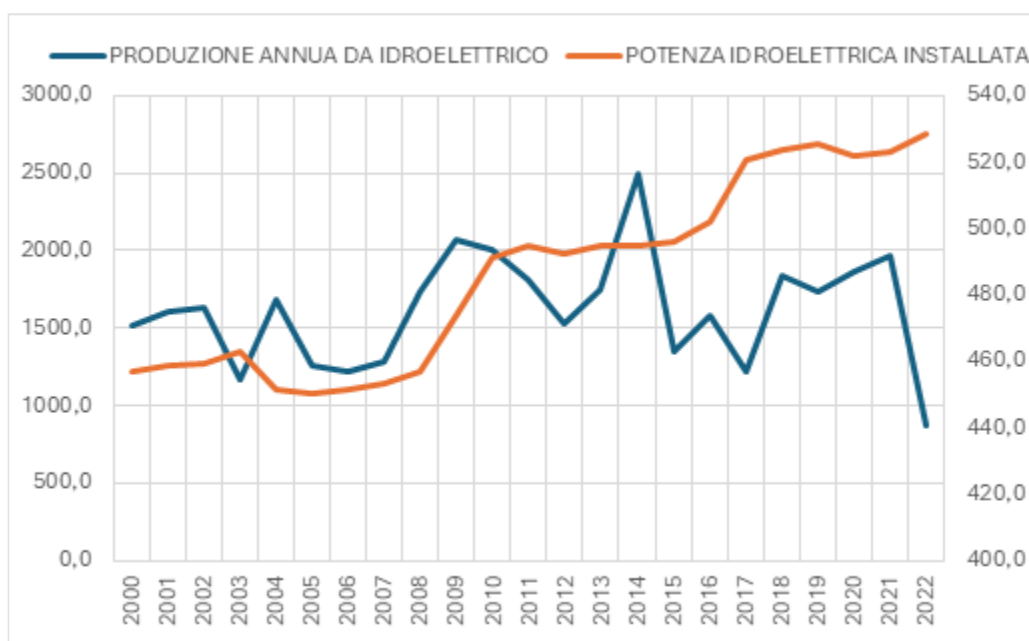


Figura 4.34 Produzione lorda di energia idroelettrica (espressa in GWh, asse sinistro) e potenza installata (in MW, asse destro) in regione FVG. Fonte: elaborazioni su dati Terna, dashboard online.

L'energia idroelettrica è infatti estremamente vulnerabile ai fenomeni idrici estremi e agli effetti del cambiamento climatico. La produzione idroelettrica è fortemente correlata agli eventi meteorologici con picchi di piovosità concentrati nel tempo, alle temperature medie, nonché alle richieste di utilizzi plurimi non idroelettrici che risentono esse stesse delle nuove condizioni meteo-climatiche.

Le anomalie termiche e pluviometriche e una crescita degli eventi estremi, come piogge intense e allagamenti, hanno portato a una produzione di energia elettrica molto variabile tra gli anni e in generale inferiore rispetto alle stime di progetto.

Come evidenziato nel rapporto Segnali dal Clima in FVG – 2023, Pubblicazione a cura di ARPA FVG – OSMER sulle caratteristiche del clima regionale e sui suoi cambiamenti, il 2022 è stato un anno di particolare siccità che ha colpito duramente la regione, portando anche a delle conseguenze importanti per l'agricoltura e facilitando i grandi incendi boschivi estivi che hanno interessato sia il Carso che la zona montana. Le precipitazioni cumulate, infatti, sono risultate quasi ovunque inferiori dal 30 al 50% rispetto alla climatologia (1991-2020); solo in alcune zone lungo la costa e nella media pianura friulana si sono registrati dei forti temporali autunnali che hanno riportato le precipitazioni nella norma.

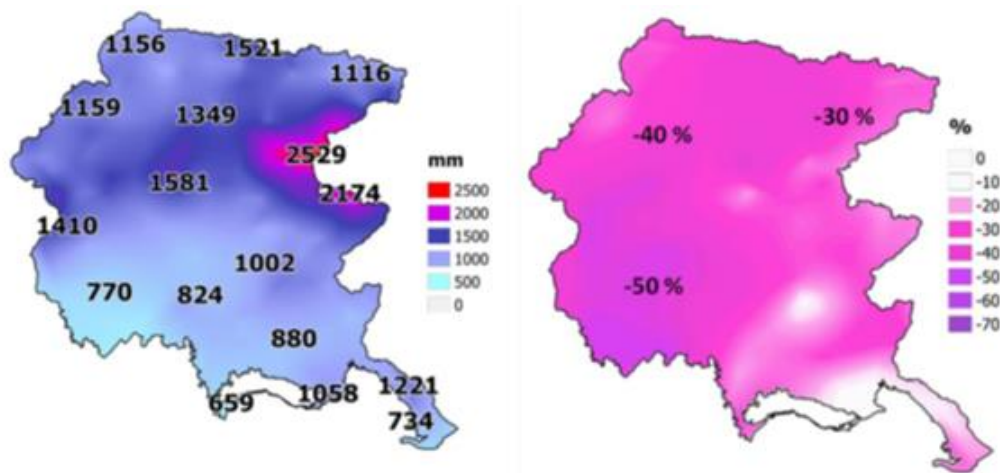


Figura 4.35 Precipitazioni cumulate dell'anno 2022. Fonte: Segnali dal clima in FVG – 2023.

Ampliando l'orizzonte temporale di osservazione degli impatti dei cambiamenti climatici in regione FVG, lo studio prodotto da ARPA-FVG riporta dati, analisi e trend che promettono importanti cambiamenti in regione, in particolare per quanto riguarda la gestione delle risorse naturali.

Per quanto concerne il settore, come già osservato particolarmente sensibile alla variazione della piovosità, in figura, che riporta il trend di variazione annua della precipitazione media annua per il periodo 1961-2015, mostra come la fascia orientale sia caratterizzata da una riduzione anche consistente (tra il 15 e il 20%) delle precipitazioni annue.

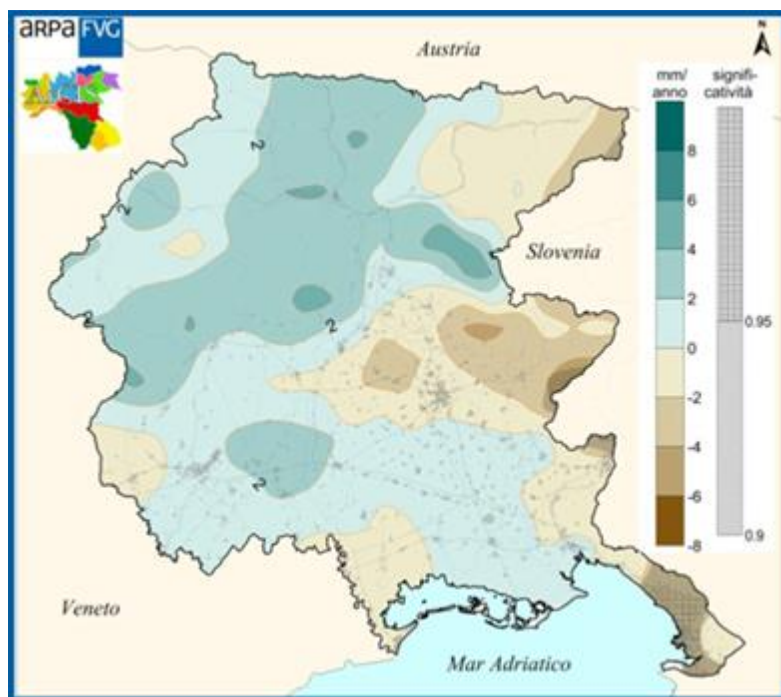


Figura 4.36 trend delle precipitazioni medie annue nel periodo 1961-2015 in regione FVG. Fonte: ARPA-FVG "Sintesi dello Studio conoscitivo dei cambiamenti climatici e di alcuni loro impatti in Friuli Venezia Giulia".

Di contro, è la distribuzione attesa delle precipitazioni che può generare maggiore apprensione. La seguente Figura 4.37 mostra come, nel trend osservato tra il 1965 e il 2015, la distribuzione delle

precipitazioni annue sia alterata, spostando verso l'inverno un aumento di precipitazioni e con una significativa riduzione estiva. In questo modo aggravando le disponibilità di acqua nei periodi di maggior fabbisogno e quindi le condizioni per la gestione della risorsa idrica. Si consideri che nel 2022 la regione FVG è stata tra le 5 regioni del nord Italia obbligata ad adottare lo stato di emergenza per siccità.

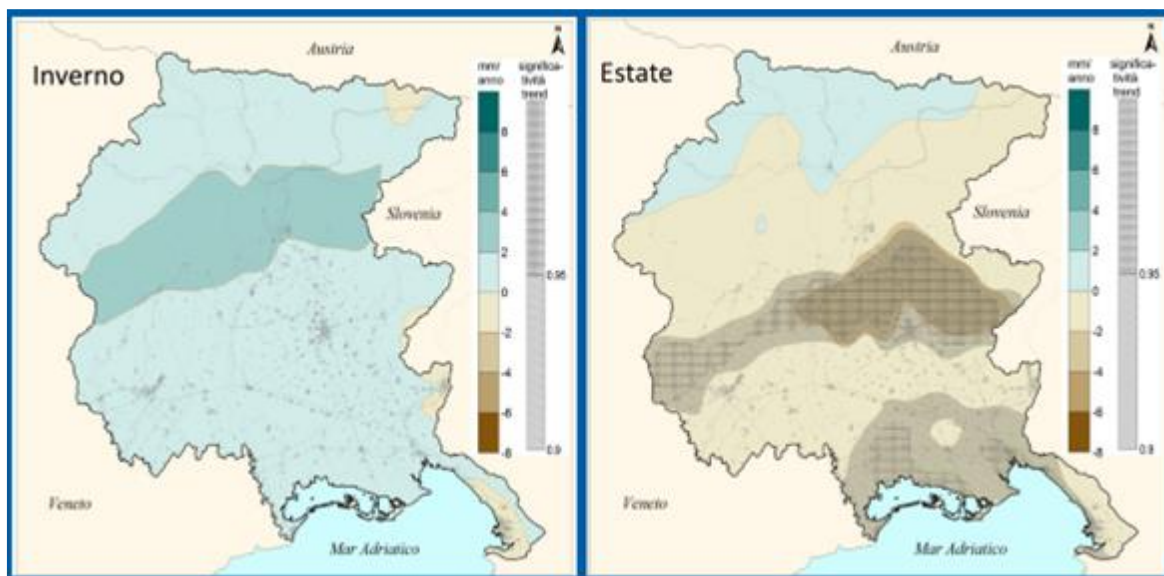


Figura 4.37 trend delle precipitazioni medie invernali ed estive, dati dal 1961 al 2015. Fonte: ARPA-FVG “Sintesi dello Studio conoscitivo dei cambiamenti climatici e di alcuni loro impatti in Friuli Venezia Giulia”.

4.2.4 Produzione da impianti a bioenergie

La bioenergia è l'energia che si genera a partire dalla biomassa che viene utilizzata per la produzione di energia elettrica e termica o di vettori energetici (combustibili e carburanti). La definizione di biomassa è riportata nella Direttiva 2009/28/CE³¹, nota come Direttiva RED I, recepita in Italia con il Decreto Legislativo n. 28/2011, e consiste nella “frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”. Oltre alla definizione generale di biomassa, sono riportate nella normativa italiana le definizioni dei seguenti composti derivati dalla biomassa: 1) i biocarburanti ovvero i “carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa”; 2) i bioliquidi ovvero i “combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa”; 3) il biometano ovvero il “gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale”. Biomassa, biocarburanti, bioliquidi e biometano sono termini correlati alla bioenergia.

³¹ Direttiva 2009/28 del Parlamento e del Consiglio Europeo, Promozione dell'uso di energie rinnovabili

Secondo la IEA (International Energy Agency), la bioenergia è la fonte più importante di energia rinnovabile. La biomassa, infatti, si rigenera naturalmente e nel tempo non si esaurisce. Quando viene utilizzata per produrre energia o vettori energetici, il carbonio rilasciato in atmosfera viene riassorbito dalle piante stesse attraverso la fotosintesi, rendendo l'intero processo un processo ad emissioni quasi zero. Il recente rapporto della Commissione Europea sulla sostenibilità della bioenergia³² conferma questa dichiarazione, affermando che la bioenergia prodotta da materie prime agricole, forestali e da rifiuti organici è di fatto la principale fonte di energia rinnovabile nell'UE, rappresentando circa il 59% del consumo di energia rinnovabile nel 2021. In particolare, i biocarburanti solidi (70,3%) rappresentano la quota maggiore di bioenergia, seguiti dai biocarburanti liquidi (12,9%), dal biogas/biometano (10,1%) e dalla quota rinnovabile dei rifiuti urbani (6,6%). Proiettando questi dati su scala nazionale prima e su scala regionale poi, è evidente che la bioenergia giochi un ruolo chiave nello scenario della crescita delle fonti rinnovabili in favore della transizione energetica e della decarbonizzazione.

4.2.4.1 Le bioenergie in Italia

Nel 2022 la produzione di energia primaria in Italia è stata all'incirca di 32 Mtep, le rinnovabili hanno contribuito per il 76% (circa 24 Mtep)³³. La ripartizione in termini percentuali della fornitura totale di energia, la quale comprende anche l'energia importata dall'estero, per tipologia di fonte è riportata in Figura 4.38.

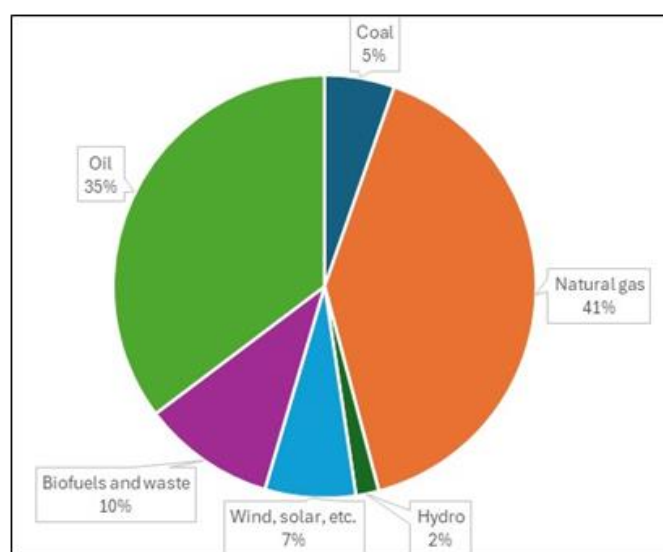


Figura 4.38 Ripartizione percentuale (%) dell'energia prodotta in Italia per tipologia di fonte (2022). Fonte: IEA

³² European Commission, «State of the Energy Union Report 2023 - Bioenergy,» 2023. [Online]. Disponibile: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0650&%3Bqid=1708966429742#document2>.

³³ IEA. Disponibile: www.iea.org.

La biomassa rappresenta la fonte principale di energia rinnovabile (10% del totale). La principale forma di sfruttamento della bioenergia (Figura 4.39) è la biomassa solida (63%), seguita dai biocarburanti liquidi (16%), dal biogas (15%) e dalla porzione rinnovabile dei rifiuti solidi urbani (6%)³⁴.

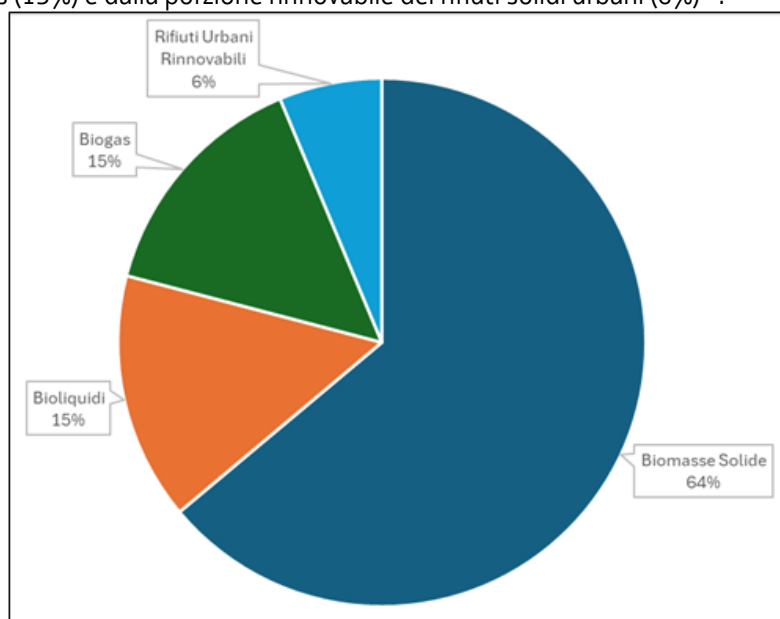


Figura 4.39 Ripartizione percentuale (%) delle bioenergie in Italia per tipologia di fonte (2022).

Nel settore elettrico, la produzione lorda nazionale da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) è stata nel 2021 pari a 116,4 TWh, ovvero il 40,2% della produzione complessiva nazionale. La quota FER sul Consumo Interno Lordo complessivo, calcolata secondo i criteri della RED II, è stata del 36%. Il principale contributo alla produzione complessiva di energia elettrica da fonti rinnovabili è stato dato dalla fonte idroelettrica (39% del totale FER), seguita dalla fonte solare (21,5%), dalle bioenergie (16%), dalla fonte eolica (18%) e da quella geotermica (5%). L'energia elettrica prodotta da bioenergie ammonta a 19 TWh, pari al 16,4% della produzione totale da FER. Il 46,6% di questa energia è prodotta in impianti di potenza superiore a 10 MW, il 40,8% in impianti di potenza inferiore a 1 MW, il restante 12,6% in impianti appartenenti alla classe intermedia (1–10 MW)³⁵.

La Tabella 4.21 illustra la suddivisione della produzione di energia elettrica per le diverse bioenergie.

Tabella 4.21 produzione nazionale di energia elettrica per tipologia di bioenergia (2021).

Bioenergie	Produzione (TWh)
Biomasse solide	6,8
Biogas	8,1
Bioliquidi	4,1

Alla fine del 2021, la potenza efficiente lorda dei circa 1.030.000 impianti a fonti rinnovabili, nel settore elettrico, installati in Italia è pari a 58,0 GW, con un incremento di potenza rispetto al 2020 (+2,5%) dovuto principalmente a nuove installazioni di impianti fotovoltaici (+944 MW) ed eolici (+383 MW). La potenza

³⁴ Eurostat, «Energy Balances,» 2022. Disponibile: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_balances/enbal.html?geo=EU27_2020&unit=KTOE&language=EN&year=2022&fuel=fuelMainFuel&siec=TOTAL&details=0&chartOptions=0&stacking=normal&chartBal=&chart=&full=0&chartBalText=&order=DESC&siecs=&dataset=n.

³⁵ GSE, Energia da fonti rinnovabili in Italia - Rapporto Statistico 2021.

degli impianti alimentati con bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi) è pari a 4.106 MW, ovvero il 7,1% della potenza elettrica complessiva alimentata da FER. Dei 4.106 MW complessivi, il 41,4% degli impianti è alimentato con biomasse solide, il 35,4% con biogas e il restante 23,2% con bioliquidi (Tabella 4.22)³⁶

37

Tabella 4.22 potenza nazionale installata per tipologia di bioenergia (2021).

Bioenergie	Potenza installata (MW)
Biomasse solide	1.699,6
Biogas	1.455,1
Bioliquidi	951,4

La maggior parte degli impianti (88%) è di piccole dimensioni, con potenza inferiore a 1 MW. In particolare, gli impianti a biogas hanno una potenza media inferiore a 1 MW; gli impianti a biomasse solide si attestano intorno a 4 MW. Complessivamente, alla fine del 2021, gli impianti alimentati con bioenergie installati in Italia sono 2.985, in aumento di 41 unità rispetto all'anno precedente (2020) e inferiori di più di 200 unità al dato registrato al 31 maggio 2023, in cui si contano in Italia 3.189 impianti da bioenergie per una potenza totale installata di 4.915 MW. Tra le diverse bioenergie, i biogas concentrano il numero maggiore di impianti.**Errore. Il segnalibro non è definito. Errore. Il segnalibro non è definito.**

Accanto alla valutazione del ruolo delle bioenergie nella produzione di energia elettrica da FER, è interessante valutare il dato relativo ai Consumi Finali Lordi (di seguito CFL) da FER e alla componente di questi consumi legata alle bioenergie nei vari settori di impiego.

In Italia, nel 2021, i CFL complessivi di energia (calcolati secondo i criteri della Direttiva RED II) si sono attestati sui 120,5 Mtep, con una crescita non trascurabile rispetto al 2020 principalmente a causa della ripresa dei consumi dopo il periodo successivo alle restrizioni indotte dall'emergenza sanitaria da Covid-19. Di questi, i CFL da FER ammontano a 22,9 Mtep (266,7 TWh), un dato leggermente superiore (+3,9%) a quello relativo al 2020 che porta la quota dei CFL coperta da FER al 19,0%. Applicando i criteri della RED II anche al 2020, la quota dei CFL coperti da FER risulterebbe pari al 20,3%: nel 2021, pertanto, si osserva una contrazione della quota FER sui Consumi Finali Lordi di energia. Su questa dinamica appaiono evidenti gli effetti dell'emergenza sanitaria da Covid-19: a fronte di una crescita dei consumi di energia da FER relativamente contenuta (+3,9%), infatti, i consumi energetici complessivi del Paese sono cresciuti a un ritmo più che doppio rispetto al 2020 (+10,6% - si noti che il solo settore dei trasporti, particolarmente colpito dagli effetti della pandemia, nel 2021 ha registrato un aumento del 20,7%).**Errore. Il segnalibro non è definito.**

In termini di CFL, molto rilevante è il ruolo delle FER nel settore elettrico pari a 10,2 Mtep, per un'incidenza del 44,5%, dove le bioenergie quotano per 1,6 Mtep **Errore. Il segnalibro non è definito. Errore. Il segnalibro non è definito.**

³⁶ GSE, «Monitoraggio Nazionale,» [Online]. Disponibile: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-nazionale/>.

³⁷ TERNA, «Statistiche,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche>

Il 48,7% - ovvero 11,2 Mtep – dei consumi è invece riconducibile al settore termico ed è associato principalmente agli impieghi di biomassa solida (legna da ardere e pellet) per il riscaldamento domestico e all'ampia diffusione di apparecchi a pompa di calore. In particolare, 10,3 Mtep del consumo complessivo, sono stati sfruttati in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,9 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). A partire dal 2021, viene considerata nel settore termico anche l'energia rinnovabile per raffrescamento, non contabilizzata invece nelle statistiche ordinarie, seppure il suo contributo risulti molto ridotto. Tutte le bioenergie contribuiscono per un totale di 8 Mtep ai consumi finali lordi di energia da FER, tra queste la fonte rinnovabile maggiormente impiegata è la biomassa solida (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti solidi urbani) che da sola quota per 6,8 Mtep. Assumono grande rilievo anche l'energia per riscaldamento e acqua calda sanitaria (ACS) fornita da pompe di calore (2,5 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi delle altre fonti (geotermica e solare) (Figura 4.40) **Errore. Il segnalibro non è definito..**

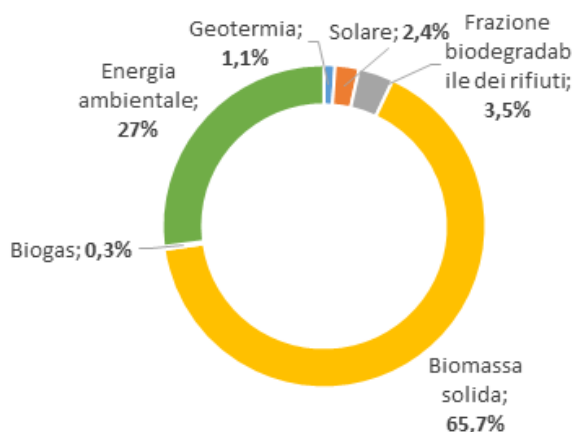


Figura 4.40: Ripartizione percentuale delle diverse FER nella produzione di energia termica in Italia (2021).

La seguente Tabella 4.23 illustra il contributo delle sole bioenergie ai consumi diretti e alla produzione lorda di calore derivato in Italia nel 2021.

Tabella 4.23 Ripartizione dei consumi termici per tipologia di bioenergia in Italia (2021).

Bioenergie	Produzione (TJ)
Biomasse solide	299.819
Biogas	1.705
Bioliquidi	13.663

Per quanto riguarda il settore trasporti, nel 2021 sono stati immessi in consumo oltre 1,7 mln di tonnellate di biocarburanti sostenibili (incluso biometano) per un contenuto energetico pari a 1,55 Mtep. Oltre il 90% di questi combustibili è costituito da biodiesel. In termini percentuali, l'incidenza del settore è pari a 6,8% del totale dei CFL da FER.

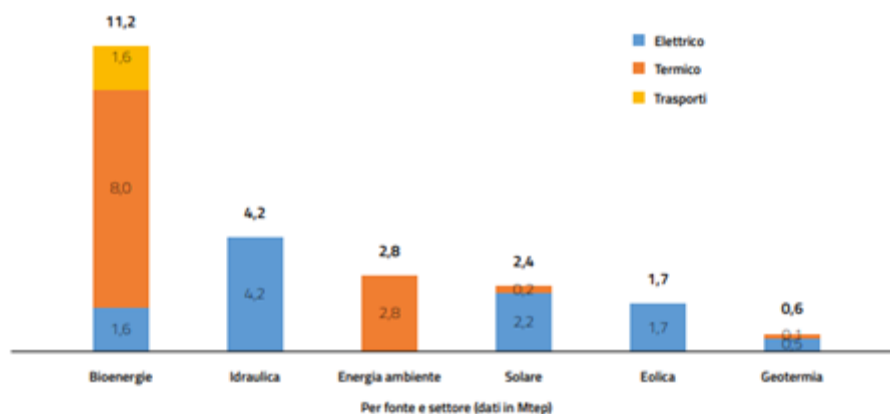


Figura 4.41 Contributo delle FER ai CFL nei diversi settori di impiego.

Dalla Figura 4.40 è evidente che, con circa 11,2 Mtep, le bioenergie rappresentano – considerando tutti i settori di impiego – poco meno della metà dei consumi finali lordi da FER del 2021 (22,9 Mtep) e il 9,3% del CFL complessivi del Paese (120,5 Mtep). Il contributo principale a questa voce è costituito dagli impieghi diretti di biomassa solida e legna da ardere.

4.2.4.2 **Il ruolo delle Bioenergie nella Transizione Energetica**

Nel 2021 in Italia la quota dei consumi finali lordi (CFL) di energia coperta da fonti rinnovabili, calcolata applicando la metodologia fissata dalla Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), è pari al 19,0%. Lo stesso dato al 2020, calcolato applicando la metodologia fissata dalla Direttiva 2009/28/CE (RED I) e dunque non del tutto confrontabile, è pari al 20,4%. Il target per il 2030 assegnato all'Italia dalla proposta di aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) inviata alla Commissione Europea a luglio 2023, sempre in termini di quota dei consumi energetici complessivi coperta da FER, è pari al 40,5%, così ripartito: 65% nel settore elettrico, 36,7% nel settore termico, 30,7% nel settore trasporti³⁸.

Per quanto riguarda il ruolo delle bioenergie, la Figura 4.42 evidenzia le traiettorie evolutive nei diversi settori per il raggiungimento del target FER al 2030.

³⁸ MASE, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) 2023. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf.

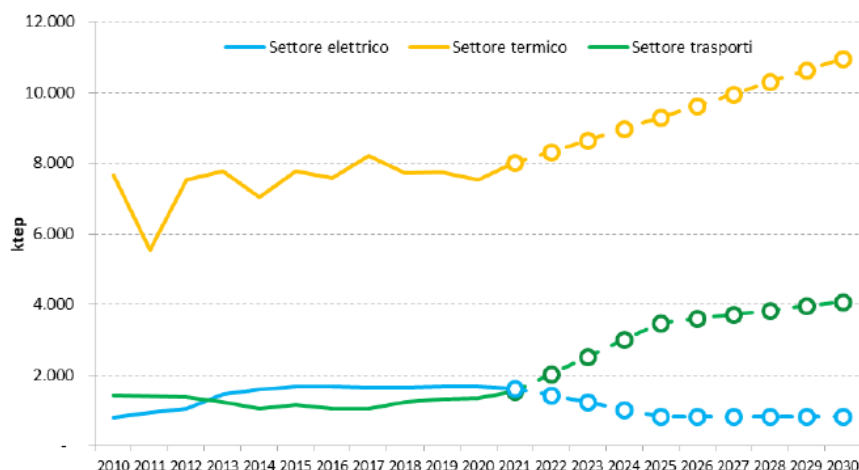


Figura 4.42 traiettorie evolutive del contributo delle bioenergie nei diversi settori per il raggiungimento del target FER al 2030.

Nel settore elettrico è evidente una tendenziale e progressiva riduzione della produzione di energia da bioenergie dovuta essenzialmente alla sostenuta dinamica di upgrade degli impianti, dalla produzione di biogas a quella di biometano; graduale fuoriuscita della produzione di energia elettrica da bioliquidi a causa del termine del periodo di incentivazione.

La potenza installata di bioenergia passerà da 4.106 MW del 2021 a 3.052 MW al 2030, con un calo del 26,3%. Contestualmente, la produzione di energia elettrica passerà da 19 TWh del 2021 a 9,6 TWh al 2030, con un calo del 51% circa (Figura 4.43, Figura 4.44).

Produzione di energia elettrica (TWh) da bioenergie:
obiettivi PNIEC 2019, nuovi obiettivi proposti e dati rilevati

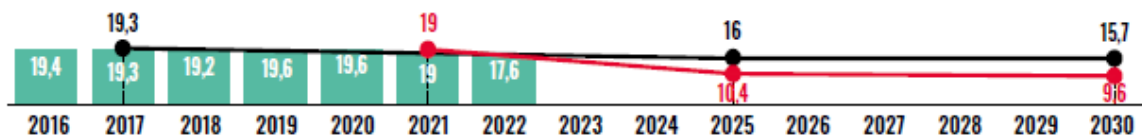


Figura 4.43 Obiettivi di crescita al 2030 della produzione di energia elettrica da bioenergie.

Potenza installata (MW) da bioenergie:
obiettivi PNIEC 2019, nuovi obiettivi proposti e dati rilevati

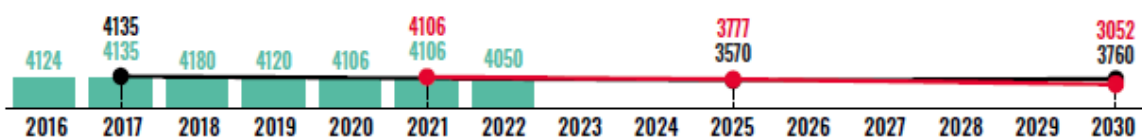


Figura 4.44 obiettivi di crescita al 2030 della potenza installata da bioenergie.

Il trend delle rinnovabili termiche e il loro contributo alla copertura dei consumi energetici nel settore termico, pur in linea con gli obiettivi 20-20-20, si attesta, nel biennio 2020-21, al di sotto degli obiettivi indicati nel PNIEC. La proposta di aggiornamento del PNIEC prospetta, tuttavia, una crescita della

produzione di energia termica più sostenuta nei prossimi anni (fino ad arrivare a 19 Mtep nel 2030 rispetto ai 15 Mtep del 2025) ed eleva l'obiettivo finale di copertura dei consumi termici da rinnovabili dal 33,9 al 36,7% (Figura 4.45).

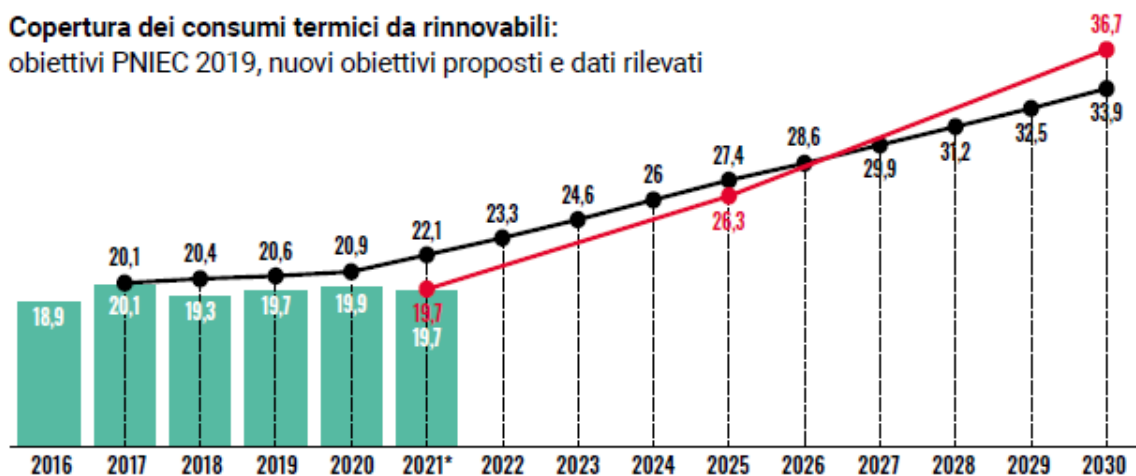


Figura 4.45 Obiettivi di crescita al 2030 della copertura dei consumi termici da FER.

Consumi finali per riscaldamento e raffreddamento da bioenergie (ktep):
obiettivi PNIEC 2019, nuovi obiettivi proposti e dati rilevati

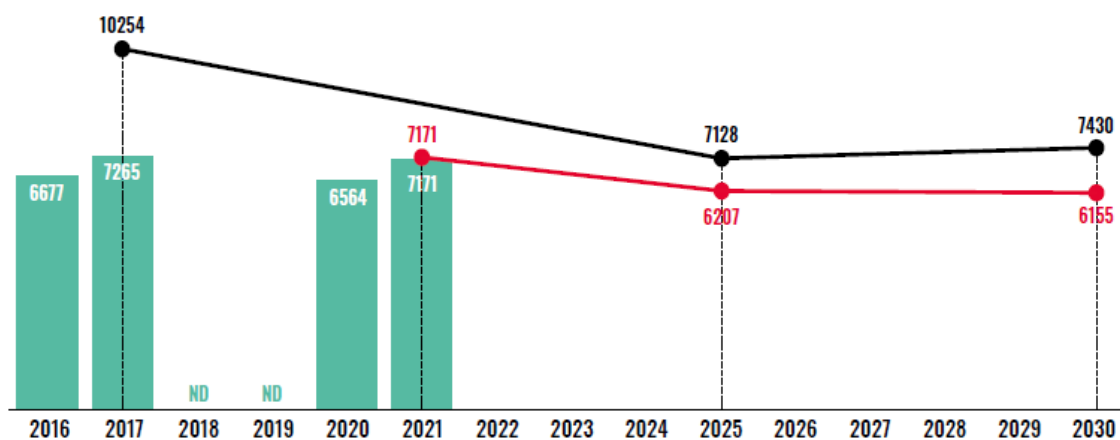


Figura 4.46 Obiettivi di crescita al 2030 dei consumi finali per riscaldamento e raffreddamento da bioenergie.

Nel settore termico, si avrà un andamento sostanzialmente stabile dei consumi di biomassa solida e una crescita molto sostenuta del biometano. Quest'ultimo passerà da 0 ktep nel 2021 a 3724 ktep nel 2030, come indicato nella Tabella sottostante. Le altre bioenergie, essenzialmente biomasse solide, passeranno da 7.171 ktep nel 2021 a 6.155 ktep nel 2030, con un calo del 2,3% (Figura 4.46).

	ktep	2020	2021	2025	2030
Numeratore		10.378	11.176	14.519	19.029
Produzione lorda di calore derivato da FER		983	862	1.174	1.096
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento		9.395	10.314	13.345	17.933
di cui biometano*		0	0	1.659	3.724
di cui altre bioenergie*		6.564	7.171	6.207	6.155
di cui solare		236	247	534	829
di cui geotermico		120	115	204	213
di cui idrogeno		0	0	12	330
di cui energia ambiente		2.475	2.782	4.729	6.683
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico		52.023	56.710	55.178	51.884
Quota FER-C (%)		19,9%	19,7%	26,3%	36,7%

Figura 4.47 obiettivi di crescita al 2030 nel settore termico: confronto tra biometano e bioenergie.

Nel 2021 in Italia la quota dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili nel settore trasporti, calcolata applicando la metodologia fissata dalla Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), è pari al 10,0%. Il dato al 2020, calcolato applicando la metodologia fissata dalla Direttiva 2009/28/CE (RED I) e dunque non perfettamente confrontabile, è pari al 10,7%. Il target per il 2030 assegnato all'Italia dalla proposta di aggiornamento del PNIEC inviata alla Commissione Europea a luglio 2023, ancora in termini di quota dei consumi energetici complessivi coperta da FER, è pari al 30,7%. Questa crescita sarà sostenuta dalla crescita decisa degli impieghi di biometano, accompagnati da incrementi anche delle altre tipologie di biocarburanti.

4.2.4.3 Le bioenergie nella regione Friuli Venezia Giulia

Produzione di energia elettrica

Le FER svolgono un ruolo di particolare rilievo nel panorama energetico della regione Friuli Venezia Giulia. Gli ultimi dati disponibili, relativi all'anno 2022, dicono che in termini di produzione lorda di energia elettrica, su un totale regionale di 8.993,2 GWh, la quota rinnovabile vale ben 2.298,6 GWh, pari al 25,7% del totale. **Errore. Il segnalibro non è definito..**

Dopo l'idroelettrico (878,9 GWh), le bioenergie sono la fonte di energia rinnovabile maggiormente rappresentata con ben 737,9 GWh (63,4 ktep) prodotti nel 2022 (pari al 32,1% della produzione da FER in regione Friuli Venezia Giulia). **Errore. Il segnalibro non è definito..**

In particolare, la provincia di Udine è la più virtuosa con ben 1.178,3 GWh prodotti (51,26% della quota FER), seguita da Pordenone con 646,5 GWh (28% della quota FER). Le altre provincie contribuiscono alla produzione di energia elettrica da FER in misura meno rilevante, Gorizia con 17% (392,5 GWh) e Trieste con 3,5% (81,3 GWh)

In merito alla consistenza delle **bioenergie**, in regione Friuli Venezia Giulia gli impianti alimentati a bioenergie in esercizio al 31/12/2021 sono 138 per una potenza nominale complessiva pari all'incirca a 140,5 MW a fronte di 2.985 impianti di produzione presenti in Italia e 4.106 MW di potenza. **Errore. Il segnalibro non è definito..**

La Tabella 4.24 riporta la ripartizione degli impianti per tipologia di bioenergia impiegata e la relativa potenza nominale espressa in MW, riferiti a Luglio 2021³⁹.

Tabella 4.24 distribuzione degli impianti per tipologia di bioenergia utilizzata.

Bioenergie	Numero	Potenza nominale (MW)
<i>Biomasse solide</i>	19	27
<i>Bioliquidi</i>	18	51
<i>Biogas</i>	92	56
TOTALE	129	134

La ripartizione per provincia degli impianti è riportata in Tabella 4.25 con l'indicazione della potenza nominale complessiva installata espressa in MW. **Errore. Il segnalibro non è definito.**⁴⁰.

Tabella 4.25 distribuzione e potenza nominale degli impianti per provincia.

Provincia	Numero	Potenza nominale (MW)
Pordenone	45	30,5
Udine	67	39,9
Gorizia	13	48,1
Triste	4	16,3

La ripartizione per tipologia di alimentazione è invece riportata nelle Tabelle a seguire.

Tabella 4.26 distribuzione per provincia degli impianti a biomasse solide e rifiuti.

BIOMASSE SOLIDE E RIFIUTI		
Provincia	Numero	Potenza nominale (MW)
Pordenone	4	3,86
Udine	12	6,587
Gorizia	2	1,99
Triste	1	14,9

³⁹ GSE, Atlaimpianti. Disponibile: https://atla.gse.it/atlaimpianti/project/Atlaimpianti_Internet.html. [Consultato 20 Settembre 2023].

⁴⁰ GSE, Monitoraggio Regionale. Disponibile: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-regionale>.

Tabella 4.27 Distribuzione per provincia degli impianti a biomasse liquide.

BIOLIQUIDI		
Provincia	Numero	Potenza nominale (MW)
Pordenone	7	5,71
Udine	8	5,817
Gorizia	2	38,412
Triste	1	1,05-

Tabella 4.28 Distribuzione per provincia degli impianti a biogas.

BIOGAS		
Provincia	Numero	Potenza nominale (MW)
Pordenone	34	5,71
Udine	47	5,817
Gorizia	9	7,644
Triste	2	0,32

Consumi finali lordi di energia

Secondo i dati monitorati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), in Friuli Venezia Giulia i consumi complessivi di energia (CFL) nel 2021 sono pari a 3,489 Mtep; la quota coperta da fonti rinnovabili vale il 20,6% ovvero 0,72 Mtep.

Le bioenergie rappresentano la seconda principale fonte FER della regione. In particolare, i CFL da bioenergie nel settore elettrico nel 2021 sono circa 72 ktep, pari al 25% dei CFL elettrici da FER.

Nel settore termico invece, i CFL di bioenergia rappresentano circa il 72% di tutte le FER. La tabella sottostante mostra la produzione delle bioenergie nel settore termico in Friuli Venezia Giulia nel 2021

Errore. Il segnalibro non è definito..

Tabella 4.29 produzione di energia termica da bioenergie nella regione Friuli Venezia Giulia (2021).

Bioenergie	Produzione (TJ)
Biomasse Solide (Residenziale)	9.470
Biomasse Solide (NON -Residenziale)	137
Rifiuti	2880
Biogas e Biometano	30
TOTALE	12.520 (~ 0,3 Mtep)

4.3 Efficienza energetica nei principali settori

4.3.1 Efficienza energetica nel settore civile

Il paragrafo intende fornire un quadro esaustivo del patrimonio immobiliare regionale, a partire dai dati disponibili provenienti dal rapporto ISTAT del 2011 che stimano circa 536.000 abitazioni diventate, in base ai dati di previsione del 2021, circa 730.000. Aspetto importante è lo stato di conservazione che risulta migliore rispetto al totale dell'Italia in riferimento agli edifici in ottime condizioni ed anche l'età dello stesso patrimonio edilizio residenziale risulta relativamente più nuovo. I periodi maggiormente rappresentativi sono il decennio degli anni '70 ed il decennio degli anni '80 mentre combinando classe di età e stato di conservazione si evidenzia che circa il 12,5% degli edifici residenziali presenta un buon potenziale per la riqualificazione energetica ed inoltre ed è evidente l'utilizzo del metano come principale fonte per il riscaldamento. Per il non residenziale si calcolano circa 32.725 edifici, con prevalente destinazione commerciale e più di 2,6 milioni di m² di strutture amministrative che rappresentano un grande margine di risparmio energetico. A ribadire quanto detto i dati del Catasto Regionale APE presentano oltre la metà degli edifici residenziali nelle classi meno efficienti mentre si ha una situazione leggermente migliore nel non residenziale.

Successivamente, per evidenziare gli aspetti energetici del patrimonio immobiliare regionale, si ripercorre l'accesso ai meccanismi di incentivazione per la riqualificazione del patrimonio edilizio che mostra un andamento complessivo di crescita degli stessi trascinati dall'introduzione del Superbonus con in particolare l'Ecobonus che ha generato risparmi cresciuti progressivamente con l'eccezione del 2020 a causa del COVID-19, il Bonus Casa che dal 2018 ha generato risparmi con un andamento altalenante toccando un picco di risparmio nel 2021 ed il Superbonus dove il valore massimo è stato raggiunto a termine del 2022 per quanto riguarda il numero di interventi, per poi scendere nel dicembre del 2023, a causa delle modifiche apportate all'incentivo. Inoltre, per i meccanismi dell'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili nel 2022, il Conto Termico ha avuto un aumento del +25%, i Certificati Bianchi dal 2013 ad oggi un costante incremento positivo mentre le politiche di Coesione nel periodo 2014-2021 hanno generato risparmi pari a 368 MWh/anno. Laddove possibile tutti i dati disponibili vengono forniti per singola provincia.

4.3.1.1 Il patrimonio edilizio regionale

Edilizia residenziale privata e pubblica nel Friuli Venezia Giulia

Secondo i dati disponibili dal censimento ISTAT 2011, erano poco più di 300.000 gli edifici residenziali abitati da residenti, per un totale di circa 536.000 abitazioni, il 43% delle quali concentrate nella provincia di Udine. La superficie complessiva delle abitazioni superava i 55 milioni di m², con una media di poco più di 103 m² per abitazione e di circa 180 m² per edificio (Tabella 4.30).

Tabella 4.30 Struttura del sistema insediativo del Friuli Venezia Giulia per provincia, anno 2011. Fonte: ISTAT.

	N° edifici residenziali occupati da persone residenti	abitazioni occupate da persone residenti (valori assoluti)	%	N° medio di abitaz. per edificio residenz.	Sup. media per occupante (mq)	Sup. delle abitazioni (mq) (valori assoluti)	%	Sup. media di abitazione per edificio (mq)	sup. media abitazioni (mq)
Udine	155.995	233.170	43,5%	1,5	48,56	25.759.826	46,5%	165,13	110,48
Gorizia	30.760	63.430	11,8%	2,1	44,32	6.150.706	11,1%	199,96	96,97

Trieste	31.174	113.280	21,1%	3,6	41,03	9.380.060	16,9%	300,89	82,80
Pordenone	88.434	126.671	23,6%	1,4	45,70	14.063.347	25,4%	159,03	111,02
Friuli Venezia Giulia	306.363	536.551	100,0%	1,8	45,92	55.353.939	100,0%	180,8	103,17
Italia	12.187.698	24.135.177		2,0	40,68	2.396.691.555		196,65	99,30

Considerando i dati del censimento permanente ISTAT della popolazione e delle abitazioni, nel 2021 il numero delle abitazioni totali è di circa 730.000 unità, a cui è possibile associare una stima delle superfici pari a circa 75,69 milioni di m² (Tabella 4.31).

Tabella 4.31 stima del numero di abitazioni del Friuli Venezia Giulia per epoca di costruzione, anno 2021 (Fonte: Elaborazione ENEA su dati ISTAT).

N° abitazioni per epoca di costruzione										
	1918 e precedenti	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	2006 e successivi	Totale al 2021
Udine	36.293	21.696	35.759	53.877	71.390	42.112	21.727	15.619	36.750	335.223
Gorizia	8.066	7.246	12.173	15.770	13.166	7.369	7.242	4.601	8.821	84.454
Trieste	31.486	15.289	25.859	26.059	14.304	6.939	2.836	1.474	18.721	142.967
Pordenone	16.971	10.076	16.954	27.629	32.770	18.542	14.209	11.360	19.317	167.828
Friuli-Venezia Giulia	92.816	54.307	90.745	123.335	131.630	74.962	46.014	33.054	83.609	730.472
Italia	3.656.542	2.799.407	4.268.838	5.986.048	5.770.951	3.874.961	2.311.576	1.348.445	5.255.061	35.271.829

Tabella 4.32 superficie delle abitazioni del Friuli Venezia Giulia per epoca di costruzione, anno 2021. Fonte: Elaborazione ENEA su dati ISTAT.

Superficie abitazioni per epoca di costruzione [m ² * 10 ³]										
	1918 e precedenti	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	2006 e successivi	Totale al 2021
Udine	4.010	2.397	3.951	5.952	7.887	4.652	2.400	1.726	4.060	37.034
Gorizia	782	703	1.180	1.529	1.277	715	702	446	855	8.189
Trieste	2.607	1.266	2.141	2.158	1.184	575	235	122	1.550	11.838
Pordenone	1.884	1.119	1.882	3.067	3.638	2.059	1.578	1.261	2.145	18.633
Friuli-Venezia Giulia	93.283	5.484	9.154	12.707	13.986	8.000	4.915	3.555	8.610	75.695

Lo stato di conservazione degli edifici a uso residenziale sembra essere migliore rispetto al totale Italia con riferimento agli edifici in ottime condizioni (Figura 4.48). Infatti, mentre in Italia gli edifici in ottime condizioni corrispondono a circa il 32% del totale, nel Friuli Venezia Giulia si attestano al 43%, e nella provincia di Gorizia fino a circa il 48% (Figura 4.49). Nel complesso, l'87% degli edifici è in condizioni ottime o buone, rispetto a circa l'83% del dato nazionale. Risulta invece inferiore rispetto al totale Italia la percentuale di edifici in condizioni mediocri o pessime: 11% contro il 15% dell'Italia per gli edifici mediocri, 1,2% contro 1,7% nazionale per gli edifici in pessimo stato di conservazione.

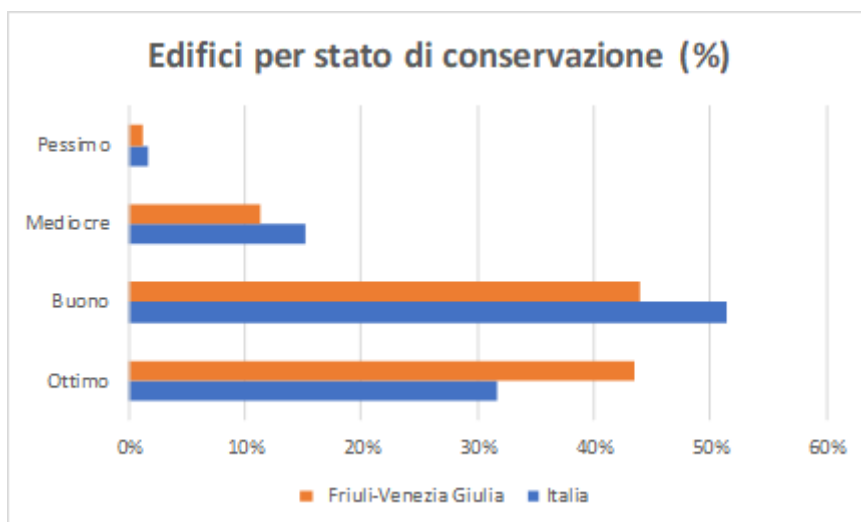


Figura 4.48 Percentuale di edifici per stato di conservazione, Italia e Friuli Venezia Giulia, 2011. Fonte: ISTAT.

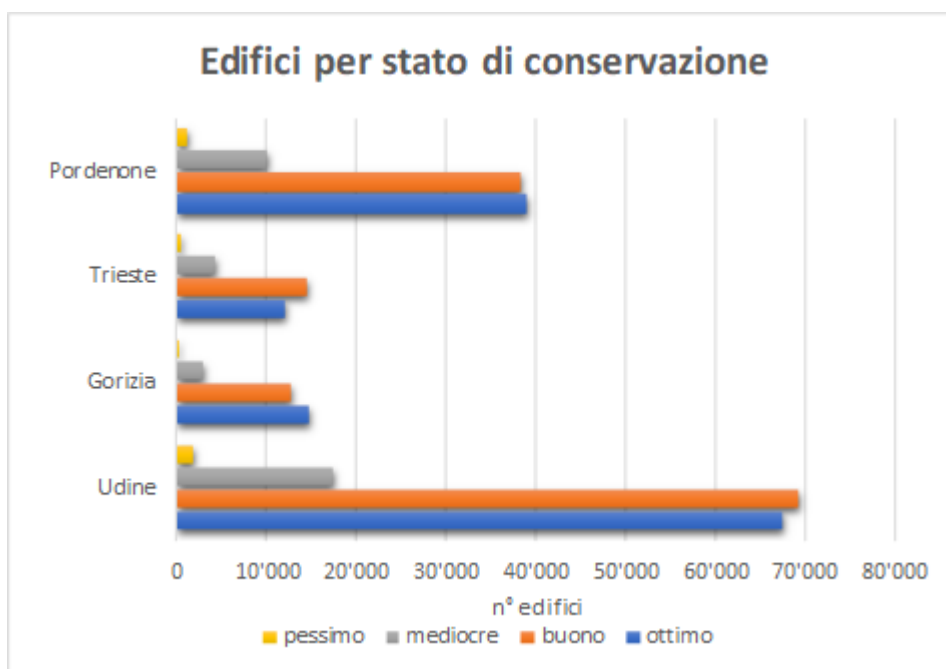


Figura 4.49 Numero di edifici per stato di conservazione, province del Friuli Venezia Giulia, 2011 Fonte: ISTAT 2011.

Per quanto riguarda la classe di età del patrimonio edilizio residenziale, esso risulta relativamente più nuovo nel Friuli Venezia Giulia rispetto all'Italia (Figura 4.50). Infatti, il 45,3% degli edifici presenti nel Friuli Venezia Giulia è stato costruito a partire dal 1971, una percentuale superiore rispetto a quella italiana, pari al 43,3%. In particolare, è il periodo 1971-1980 che registra la maggiore differenza tra dato regionale e dato nazionale: 19,4% per il Friuli Venezia Giulia e 17,4% per l'Italia. Il periodo a partire dal 1981 vede le stesse percentuali sia a livello regionale sia a livello nazionale (i.e. 25,9%). Si osserva tuttavia che dopo il "boom" di costruzioni degli anni '70, il tasso di costruzione regionale è inferiore a quello italiano nei due decenni successivi (11,7% contro 12,0% negli anni '80, 6,6% contro 7,1% negli anni '90) e diventa superiore a partire dal 2001 (7,6% contro 6,8%). A livello provinciale (Figura 4.51) si osserva che le province

con la maggiore percentuale di edifici costruiti a partire dal 2001 sono Gorizia (9,4%) e Pordenone (8,8%); Trieste, invece, presenta una percentuale (i.e. 5,1%) di edifici costruiti del XXI secolo, inferiore sia alla media regionale sia a quella nazionale.

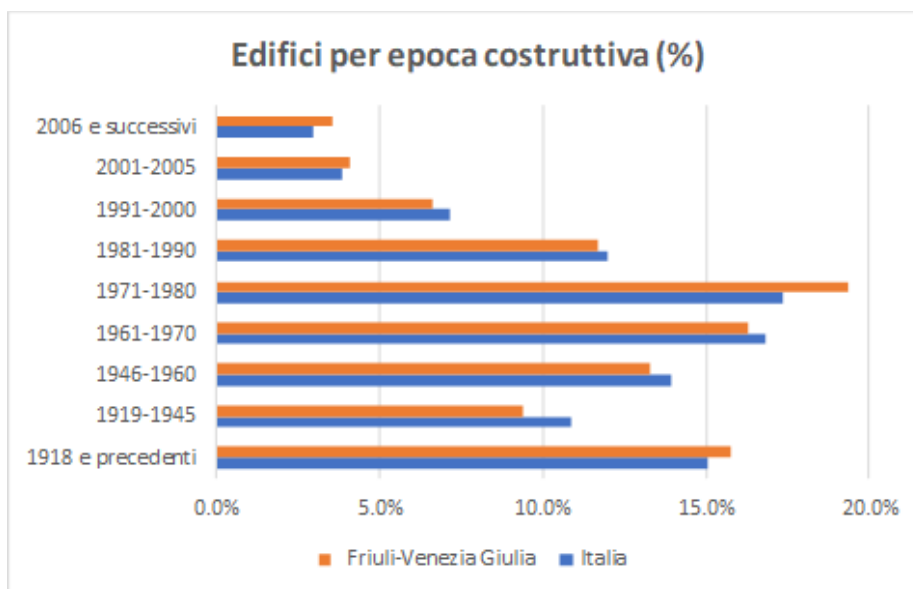


Figura 4.50 Percentuale di edifici per epoca costruttiva, Italia e Friuli Venezia Giulia, 2011 – Fonte: ISTAT.

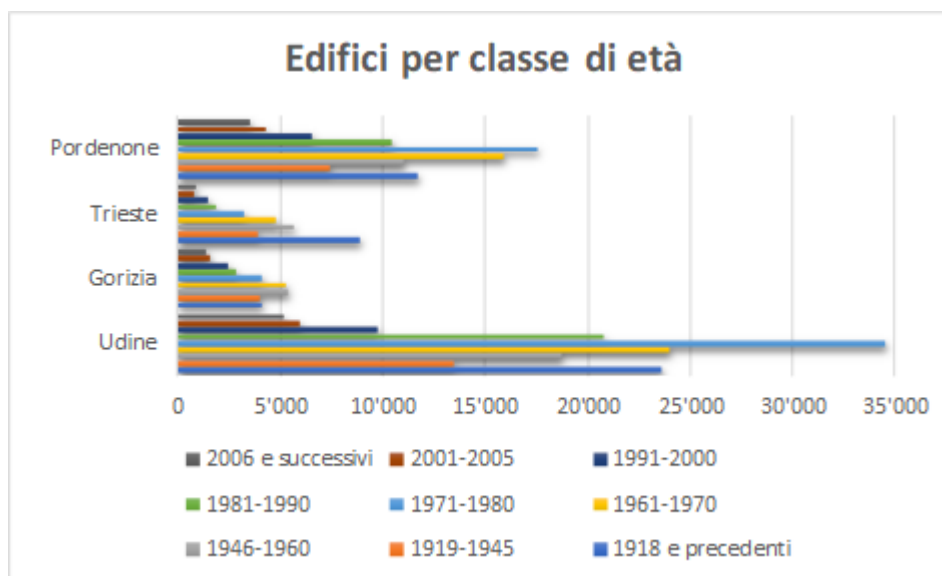


Figura 4.51 Numero di edifici per classe di età, province del Friuli Venezia Giulia, 2011 Fonte: ISTAT.

Considerando le abitazioni e le relative superfici al 2021 (Figura 4.52), si osserva che i periodi maggiormente rappresentati sono il decennio degli anni '70 (1971-1980, circa il 18% delle abitazioni e delle relative superfici), il decennio degli anni '80 (1981-1990, 16,9% delle abitazioni e 16,8% delle relative superfici) e il periodo 1946-1960 (12,4% delle abitazioni e 12,1% delle relative superfici).

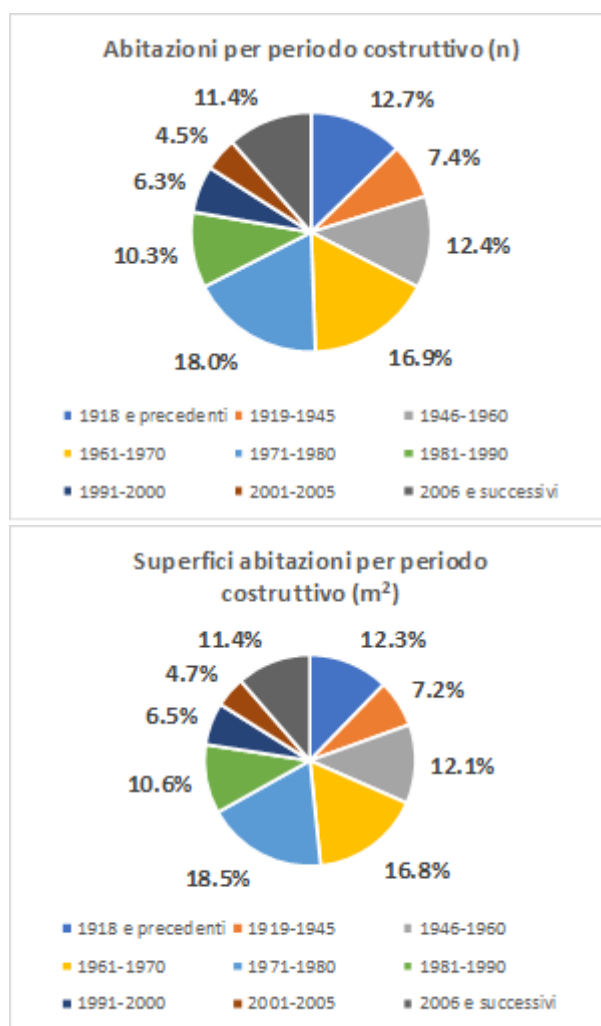


Figura 4.52 Percentuale delle abitazioni e delle superfici delle abitazioni per epoca di costruzione (Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISTAT).

La tabella seguente riporta l'informazione combinata sulla classe di età e lo stato di conservazione, e mostra che circa il 12,5% degli edifici residenziali presenta un buon potenziale per la riqualificazione energetica. Infatti, sono oltre 38.000 gli edifici che nel Friuli Venezia Giulia presentano uno stato di conservazione mediocre o pessimo, di cui oltre 17.700 (circa il 5,8% degli edifici totali) costruiti tra il 1946 e il 1980, classe di età nella quale ricadono edifici costruiti a partire dalla ricostruzione post-bellica e prima del 1976, anno della prima legge italiana per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici. Stimando che siano circa 16.000 gli edifici costruiti nel periodo 1946-1976, applicando la superficie media per edificio mostrata in precedenza, la superficie complessiva di tale sottoinsieme di interesse è pari a poco più di 2,87 milioni di m².

Tabella 4.33 Numero di edifici suddivisi per classe di età e stato di conservazione, Friuli Venezia Giulia e province, 2011. Fonte: ISTAT.

	Friuli-Venezia Giulia				
	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale
1918 e precedenti	14.797	21.567	10.050	1.793	48.207
1919-1945	7.875	13.830	6.245	810	28.760
1946-1960	12.014	20.816	7.288	609	40.727
1961-1970	17.494	26.580	5.618	275	49.967
1971-1980	25.233	30.068	3.837	156	59.294
1981-1990	19.745	14.909	1.200	34	35.888
1991-2000	15.143	4.822	200	15	20.180
2001-2005	10.961	1.518	54	3	12.536
2006 e successivi	10.032	736	30	6	10.804
Totale	133.294	134.846	34.522	3.701	306.363

	Gorizia					Trieste				
	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale
1918 e precedenti	1.596	1.663	706	109	4.074	2.448	4.025	2.079	277	8.829
1919-1945	1.170	2.004	723	86	3.983	1.048	1.987	807	55	3.897
1946-1960	1.727	2.733	785	73	5.318	1.692	3.063	816	41	5.612
1961-1970	1.976	2.708	506	29	5.219	1.678	2.708	384	11	4.781
1971-1980	1.959	1.925	176	4	4.064	1.493	1.543	140	5	3.181
1981-1990	1.735	997	60	3	2.795	1.061	755	52	2	1.870
1991-2000	1.867	553	10	0	2.430	1.121	280	13	2	1.416
2001-2005	1.404	143	5	0	1.552	716	41	1	0	758
2006 e successivi	1.240	80	5	0	1.325	768	59	3	0	830
Totale	14.674	12.806	2.976	304	30.760	12.025	14.461	4.295	393	31.174

	Pordenone					Udine				
	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale
1918 e precedenti	3.032	5.489	2.653	551	11.725	7.721	10.390	4.612	856	23.579
1919-1945	1.946	3.466	1.786	250	7.448	3.711	6.373	2.929	419	13.432
1946-1960	3.255	5.433	2.176	163	11.027	5.340	9.587	3.511	332	18.770
1961-1970	5.717	8.344	1.794	85	15.940	8.123	12.820	2.934	150	24.027
1971-1980	7.521	8.885	1.069	45	17.520	14.260	17.715	2.452	102	34.529
1981-1990	5.730	4.301	370	12	10.413	11.219	8.856	718	17	20.810
1991-2000	4.880	1.626	53	1	6.560	7.275	2.363	124	12	9.774
2001-2005	3.708	566	16	0	4.290	5.133	768	32	3	5.936
2006 e successivi	3.236	260	13	2	3.511	4.788	337	9	4	5.138
Totale	39.025	38.370	9.930	1.109	88.434	67.570	69.209	17.321	1.895	155.995

Per quanto riguarda le abitazioni, la tabella seguente sintetizza per provincia il tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto di riscaldamento delle abitazioni occupate da residenti: circa il 63% delle abitazioni è riscaldato con impianto a metano, circa il 20% è riscaldato con combustibile solido (Figura 4.53).

Tabella 4.34 Numero di abitazioni occupate da residenti per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto di riscaldamento, Friuli Venezia Giulia e province, 2011. Fonte: ISTAT

	Metano, gas naturale	Masolio	Gpl (Gas Petrolio Liquefatto)	Combustibile solido (legna, carbone, ecc.)	Olio combustibile	Energia elettrica	Altro combustibile o energia
Udine	169.933	27.131	12.591	82.897	559	11.762	6.133
Gorizia	55.408	3.300	1.385	10.016	128	3.021	945
Trieste	94.224	9.615	2.535	8.166	478	4.105	997
Pordenone	101.408	12.121	7.189	35.425	124	6.840	2.789
Friuli-Venezia Giulia	420.973	52.166	23.700	136.504	1.289	25.729	10.864

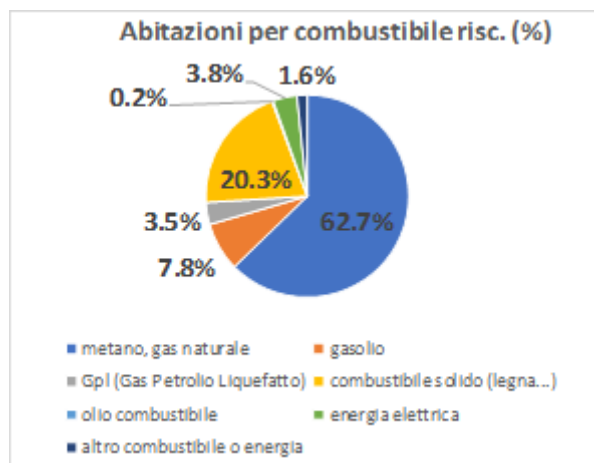


Figura 4.53 Percentuale delle abitazioni per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto di riscaldamento, Friuli Venezia Giulia e province, 2011. Fonte: ISTAT.

Edilizia non residenziale privata e pubblica nel Friuli Venezia Giulia

Per quanto riguarda gli edifici non residenziali, nelle tabelle seguenti sono riportati i dati per tipologia sia a livello regionale che a livello provinciale. Si evidenzia un insieme nella regione Friuli Venezia Giulia di 32.725 edifici, con prevalente destinazione commerciale e produttiva, distribuiti principalmente nella provincia di Udine seguita da Pordenone e Trieste. Altro dato molto interessante è la superficie lorda di più di 2,6 milioni di m² destinata a strutture di Amministrazione Comunale che, con le strutture del Servizio Sanitario Locale con circa 773.607 m² di superficie lorda, possono indubbiamente rappresentare un ampio margine di risparmio energetico, conseguibile sia attraverso un miglioramento dell'efficienza dei sistemi edificio-impianto sia tramite una gestione più oculata dell'energia.

Tabella 4.35 Edifici e complessi di edifici ad uso non residenziale per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011

Fonte: ISTAT.

	Produttivo	Commerciale	Direzionale/terziario	Turistico/ ricettivo	Servizi	Altro tipo di utilizzo	totale
Edifici							
Udine	3.660	2.936	673	829	2.008	5.623	15.729
Gorizia	686	569	183	180	453	1.583	3.654
Trieste	484	740	286	81	516	2.350	4.457
Pordenone	2.389	1.701	450	254	1.190	2.901	8.885
Friuli-Venezia Giulia	7.219	5.946	1.592	1.344	4.167	12.457	32.725
Complessi di edifici *							
Udine	174	67	22	29	180	145	617
Gorizia	60	22	7	19	69	45	222
Trieste	27	19	2	10	23	97	178
Pordenone	112	41	9	12	57	62	293
Friuli-Venezia Giulia	373	149	40	70	329	349	1.310

* Si intende un insieme di costruzioni, edifici ed infrastrutture non residenziali, normalmente ubicati in un'area limitata (spesso chiusa e ben limitata), finalizzati in modo esclusivo (o principale) all'attività di un unico consorzio, ente, impresa o convivenza.

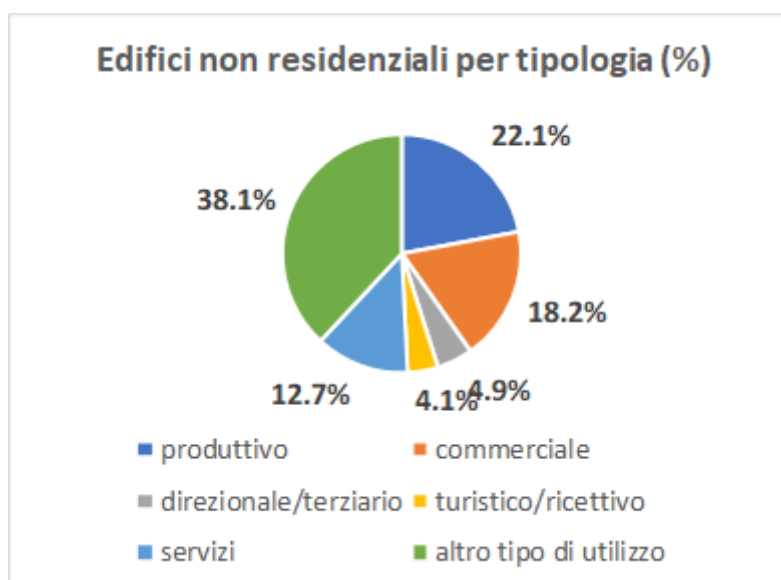


Figura 4.54 Percentuale degli edifici non residenziali per tipologia, Friuli Venezia Giulia, 2011. Fonte: ISTAT.

Tabella 4.36 Superfici edifici non residenziali della Pubblica Amministrazione, Friuli Venezia Giulia, anno 2018.

Fonte: MEF.

	Amministrazione Regionale	Amministrazione Comunale	Enti Locali Servizio Sanitario Nazionale	Università
< 1918	9.728	536.238	69.407	51.616
1919-1945	9.873	257.356	36.337	26.002
1946-1960	1.561	266.821	93.765	13.068
1961-1970	5.038	310.383	180.831	7.618
1971-1980	3.353	550.066	197.328	1.907
1981-1990	5.445	401.823	122.313	67.402
1991-2000	1.459	147.249	23.820	9.993
2001-2010	233	127.038	13.478	10.203
> 2010	0	77.703	36.328	6.027
Totale	46.890	2.674.677	773.607	193.836

4.3.1.2 Valori di prestazione energetica del patrimonio edilizio del Friuli Venezia Giulia

Con i dati presenti nel Catasto Regionale degli Attestati di Prestazione Energetica è stato possibile determinare l'individuazione puntuale, a livello provinciale, della classe di efficienza energetica e dei valori medi degli indici di prestazione energetica (EPgl,nren, EPgl,ren, EPH,nd, EPC,nd) suddivisi tra edilizia residenziale e non residenziale e per tipologia di proprietà. I dati riportati in Tabella 4.37 e Tabella 4.38, evidenziano come su 186.612 attestati presenti, oltre la metà (65%) riguarda edifici meno efficienti con il 26,8% in classe G, il 21,7 % in classe F ed il 16,6% in classe E. Considerando gli edifici e le unità abitative residenziali, le classi energetiche peggiori (dalla E alla G) rappresentano circa il 67%, con il 27,5% in classe G, il 22,6 % in classe F ed il 16,7% in classe E. Per gli edifici e le unità abitative non residenziali, le classi energetiche peggiori (dalla E alla G) rappresentano circa il 52%, con il 21,5% in classe G, il 14,9 % in classe F ed il 15,8% in classe E.

Tabella 4.37 Numero Attestati di Prestazione Energetica (APE) divisi per classe energetica e proprietà. Fonte: Catasto APE del FVG.

DESTINAZIONE D'USO	PROPRIETA'	ZONA CLIMATICA	A4	A3	A2	A1	B	C	D	E	F	G	TOTALE
RESIDENZIALE	Privato	E	6.767	2.492	3.100	4.305	5.303	9.817	20.123	26.120	35.184	40.996	154.207
		F	251	92	128	193	244	456	775	1.102	1.626	3.654	8.521
	Pubblico	E	56	5	7	23	9	22	42	79	179	248	670
		F	1			1	7	2	9	28	38	58	144
	Uso Pubblico	E	2	1	3	4	8	16	16	12	11	17	90
		F									1	4	5
NON RESIDENZIALE	Privato	E	255	289	450	781	1.379	2.745	3.708	3.137	2.961	4.363	20.068
		F	17	11	9	36	48	90	143	133	156	286	929
	Pubblico	E	20	20	21	35	55	134	269	242	198	156	1.150
		F	3		6	4	10	10	21	31	35	38	158
	Uso Pubblico	E	12	6	12	44	85	86	125	87	64	88	609
		F			1	2	5	9	13	7	9	15	61
TOTALE RESIDENZIALE			7.077	2.590	3.238	4.526	5.571	10.313	20.965	27.341	37.039	44.977	163.637
TOTALE NON RESIDENZIALE			307	326	499	902	1.582	3.074	4.279	3.637	3.423	4.946	22.975
TOTALE FVG			7.384	2.916	3.737	5.428	7.153	13.387	25.244	30.978	40.462	49.923	186.612

Tabella 4.38 Valori medi di Prestazione energetica (EPgl,nren, EPgl,ren, EPH,nd, EPC,nd) divisi per Province e proprietà. Fonte: Catasto APE del FVG.

DESTINAZIONE D'USO	PROPRIETA'	PROVINCIA	EPgl,nren medio [kWh/m ² anno]	EPgl,ren medio [kWh/m ² anno]	EPHnd medio [kWh/m ² anno]	EPCnd medio [kWh/m ² anno]
RESIDENZIALE	Privato	GORIZIA	207,55	6,42	130,81	15,91
		PORDENONE	210,34	89,34	143,58	16,66
		TRIESTE	18,20	67,57	110,81	23,71
		UDINE	242,43	145,08	171,09	16,09
	Pubblico	GORIZIA	231,62	30,53	154,89	8,55
		PORDENONE	304,27	53,87	117,09	16,73
		TRIESTE	165,04	12,64	97,01	25,61
		UDINE	222,07	36,69	146,15	11,81
	Uso Pubblico	GORIZIA	410,33	34,53	122,11	28,76
		PORDENONE	333,31	54,42	159,09	52,53
		TRIESTE	278,50	63,29	136,62	26,75
		UDINE	309,74	71,68	169,25	14,25
NON RESIDENZIALE	Privato	GORIZIA	339,66	75,27	186,42	34,76
		PORDENONE	384,39	70,52	231,33	31,95
		TRIESTE	338,82	77,35	154,36	38,66
		UDINE	407,20	128,20	198,94	32,24
	Pubblico	GORIZIA	335,42	4,85	200,88	17,50
		PORDENONE	363,26	45,74	169,47	21,27
		TRIESTE	274,12	25,17	151,46	25,97
		UDINE	37,27	4,26	201,74	18,40
	Uso Pubblico	GORIZIA	47,20	110,54	176,71	51,49
		PORDENONE	535,39	8,80	206,76	57,60
		TRIESTE	392,67	8,25	140,84	51,47
		UDINE	448,97	0,53	233,22	37,68

4.3.1.3 **Detrazioni fiscali per riqualificazione energetica e recupero edilizio**

ECOBONUS

L'accesso ai meccanismi di incentivazione per la riqualificazione del patrimonio edilizio, a livello regionale, ha fatto registrare nel periodo 2014-2020 un numero di interventi che ne hanno beneficiato pari a 8.914, con un totale investimenti di 776,5 milioni di euro, raggiungendo un risparmio energetico di 36,0 GWh/anno (con risparmio medio annuo di circa 52 GWh) come riportato in Tabella 4.39.

Durante il 2021 si sono registrati un numero di interventi pari a 19.047 (+ 55% rispetto il 2020), per un totale di investimenti attivati di 155,7 milioni di euro (+ 77% rispetto il 2020), ottenendo un risparmio energetico di 56,3 GWh/anno (+ 63% rispetto il 2020).

Invece nel 2022 si è registrata una leggera flessione con gli interventi attestati a 17.871 (- 6% rispetto il 2021), per un totale di investimenti attivati di 140,0 milioni di euro (- 10% rispetto il 2022), che hanno permesso un risparmio energetico di 47,0 GWh/anno (- 16,5% rispetto il 2021).

Come interventi più ricorrenti si registrano la sostituzione di serramenti e schermature oltre che l'installazione di caldaie a condensazione, mentre quelli che hanno prodotto maggiori risparmi nella regione, interessano l'isolamento termico delle pareti verticali e solai, installazione nuovi serramenti e di caldaie a condensazione.

Tabella 4.39 Ecobonus: Interventi effettuati, investimenti attivati (M€) e risparmi energetici conseguiti (GWh/anno) per tipologia – Friuli Venezia Giulia dati 2022. Fonte: ENEA.

Periodo	2014-2020			2021			2022		
	Interventi	Investimenti	Risparmio	Interventi	Investimenti	Risparmio	Interventi	Investimenti	Risparmio
Tipologia	(n)	(M€)	(GWh/anno)	(n)	(M€)	(GWh/anno)	(n)	(M€)	(GWh/anno)
Pareti verticali	4.918	119,0	46,5	453	11,3	4,7	263	7.1	2.2
Pareti orizzontali o inclinate	3.900	139,4	50	397	12,5	5,2	340	10.0	4.7
Serramenti	34.232	280,9	92	3.737	44,9	10,2	3.250	43.3	8.9
Solare termico	2.631	17,0	105	288	2	1	351	2.5	1.3
Schermature	15.398	30,6	3,4	1.139	13	0,4	3.745	15.1	0.5
Caldaia a condensazione	15.672	141,6	53,1	8.860	56,6	29,6	8.039	46.2	26.2
Pompa di calore	3.305	31,0	9,8	1.131	9,7	3,5	1.192	9.7	2.0
Impianti a biomassa	787	6,8	2,5	300	1,6	0,5	261	1.5	0.3
Building Automation	220	2,1	0,6	109	1,2	0,1	159	1.6	0.2
Altro	851	8,1	2,1	2633	2,9	1,1	271	3.0	0.7
Totale	81.914	776,5	365,0	19.047	155,7	56,3	17.871	140.0	47.0

Se per lo stesso meccanismo si analizza la distribuzione degli investimenti per epoca di costruzione e tipologia edilizia (Tabella 4.40) si osserva come con oltre il 65,4% gli investimenti si concentrano sugli immobili realizzati prima del 1980, con le percentuali maggiori per gli edifici costruiti nel 1971-1980 (20,4%) e per quelli realizzati nel periodo 1961-1970 (15,9%).

Tabella 4.40 Ecobonus: Distribuzione degli investimenti (M€) per epoca di costruzione e tipologia edilizia dell'edificio anno 2022 Friuli Venezia Giulia. Fonte: ENEA.

Epoca/tipologia	Costruzione isolata	Edificio entro i 3 piani	Edificio oltre i 3 piani	Altro	Totale (%)	Totale (M€)
< 1919	4,0	2,6	7,0	0,2	9.9%	13,8
1919-1945	3,5	1,2	2,8	0,1	5.4%	7,5
1946-1960	9,9	3,6	5,2	0,6	13.8%	19,3
1961-1970	11,1	4,1	5,7	1,4	15.9%	22,3
1971-1980	13,9	8,9	4,2	1,5	20.4%	28,5
1981-1990	8,0	4,9	2,1	2,2	12.3%	17,2
1991-2000	5,9	4,7	1,4	1,7	9.8%	13,7
2001-2005	2,1	2,7	0,5	0,8	4.4%	6,1
2006-2015	2,3	2,1	0,5	0,5	3.9%	5,5
>2015	2,5	1,8	0,9	0,8	4.4%	6,1
Totale (%)	45.2%	26.2%	21.6%	7.0%	100.0%	
Totale (M€)	63,3	36,7	30,3	9,8		140,1

Nella tabella seguente vengono riportati i dati in dettaglio, relativi agli interventi incentivabili attraverso il meccanismo dell'Ecobonus a livello provinciale per l'anno 2022. La provincia dove si sono attivati maggiori investimenti risulta essere quella di Udine con 61 milioni di euro (-8% rispetto il 2021) a fronte di un risparmio ottenuto di 20,7 GWh/anno (-15% rispetto il 2021), segue la provincia di Pordenone con 39 milioni di euro investiti (-6% rispetto il 2021) e un risparmio di 14 GWh/anno (-13,5% rispetto il 2020), a seguire Trieste e Gorizia rispettivamente con 26,1 e 14,2 milioni di euro investiti (-20% e -7% rispetto il 2021).

Tabella 4.41 Ecobonus: superficie o unità installate per tecnologia, investimenti (M€), risparmi energetici (GWh/anno), investimenti per abitante (€/ab.) per provincia anno 2022 - Friuli. Fonte: ENEA.

intervento	u.m.	provincia			
		Pordenone	Udine	Gorizia	Trieste
Pareti verticali	[m2]	15.962	20.887	3.533	5.725
Pareti orizzontali	[m2]	25.364	28.721	3.242	7.203
Superficie serramento	[m2]	11.044	20.246	5.071	7.789
Superficie pannelli solari	[m2]	741	899	71	73
Superficie schermature solari	[m2]	14.125	26.651	5.222	6.379
Caldaia a condensazione	[n]	59.167	80.940	21.180	41.909
Caldaia a biomassa	[n]	696	1.879	454	208
Pompa di calore	[n]	3.489	4.523	1.501	1.548
Sistema ibrido	[n]	1.693	2.058	489	549
Scaldacqua a pompa di calore	[n]	85	133	26	19
Building automation	[n]	7.609	14.036	1.367	2.475
Investimenti	[M€]	39,0	61,0	14,2	26,1
Risparmio energetico	[GWh/anno]	14,0	20,7	4,6	7,9

Analizzando la serie storica dei risparmi generati dal meccanismo dell'Ecobonus a livello regionale si evince come questi siano cresciuti progressivamente con l'eccezione del 2020 (-21%) anno in cui per motivi legati alla pandemia da COVID-19 per un periodo sono stati chiusi i cantieri, per poi recuperare nel 2021 (+63%) e calare leggermente nel 2022 (-16%).

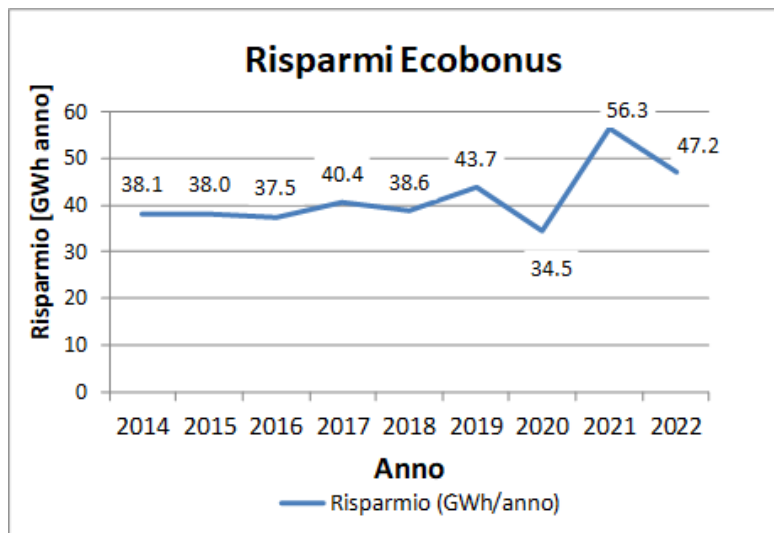


Figura 4.55 Andamento risparmi energetici Ecobonus. Fonte: ENEA.

BONUS CASA

Gli interventi di ristrutturazione edilizia destinati all'ambito residenziale incentivabili attraverso il meccanismo del Bonus casa, hanno fatto registrare per l'anno 2022 un risparmio energetico complessivo di 44,8 GWh/anno (-2,5% rispetto il 2021), per un totale di 22.695 interventi. Le misure più ricorrenti che hanno permesso di ottenere i risparmi più alti sono l'installazione di pompe di calore (20,41 GWh/anno), caldaie a condensazione (8,47 GWh/anno), generatori a biomassa (5,98 MWh/anno), installazione di nuovi infissi (5,03 GWh/anno). In Tabella 4.42 il dettaglio degli interventi e risparmi ottenuti:

Tabella 4.42 Interventi di risparmio energetico che accedono alle detrazioni fiscali del Bonus Casa, anno 2022.

Fonte: ENEA.

Elenco interventi	Numero di interventi	Superficie	Potenza installata [MW]	Risparmio energetico [MWh/anno]	Energia elettrica prodotta
	(n)	(m ²)	(MW)	(MWh/anno)	(MWh/anno)
Collettori Solari	132	639	-	475	-
Fotovoltaico	111	-	1	-	582
Infissi	2.835	31.579	-	5.036	-
Pareti Verticali	173	14.976	-	1.111	-
P.O. Pavimenti	36	2.717	-	127	-
P.O. Coperture	164	16.089	-	1.503	-
Scaldacqua a pompa di calore	101	-	0	33	-
Caldaie a condensazione	5.493	-	143	8.471	-
Generatori di aria calda a condensazione	13	-	0	8	-
Totale generatori a biomassa	2.519	-	27	5.961	-
Pompe di calore	9261	-	47	20.415	-
Sistemi ibridi	7	-	0	51	-
Building Automation	1.435	13.4567	-	1.238	-
Sistemi di contabilizzazione	2	-	0	0	-
Teleriscaldamento	-	-	-	-	-
Microcogenerazione	1	-	0	323	-
Elettrodomestici	412	-	1	9,7	-
Totale	22.695	200.567	219	44.762	582

Analizzando l'accesso al meccanismo del Bonus Casa si osserva come dall'anno 2018 con le elaborazioni disponibili, i risparmi registrano un andamento altalenante fino al 2020 per poi toccare un picco di risparmio nel 2021 con 45,9 GWh calato nel 2022 al 44,8 GWh.

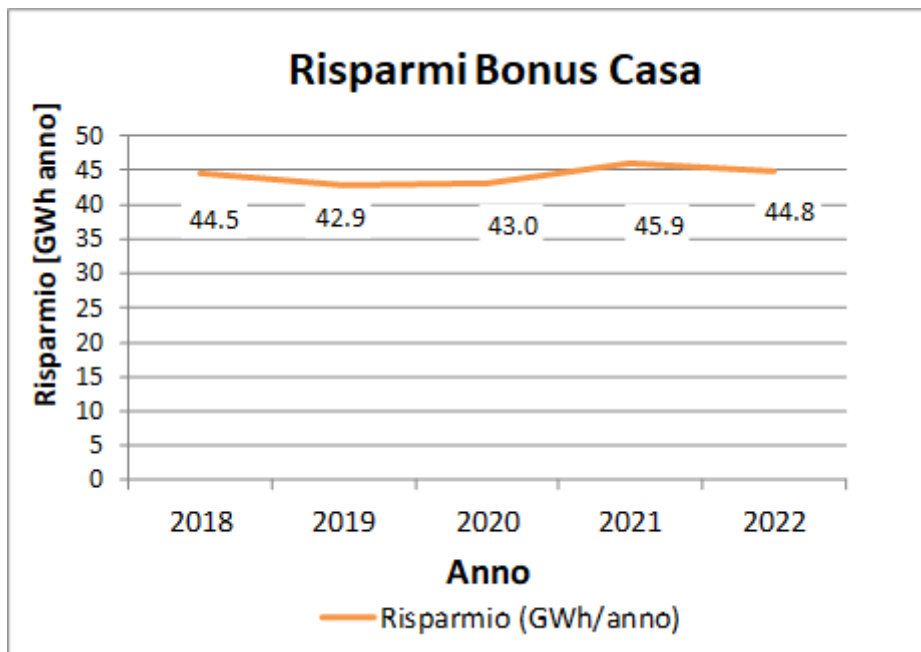


Figura 4.56 Andamento risparmi energetici Bonus Casa (Fonte: ENEA).

SUPERBONUS

Nella regione Friuli Venezia Giulia dall'introduzione del meccanismo del Superbonus fino al 31 dicembre del 2022 si registra un numero di interventi pari a 60.369, attivando investimenti per 1.299.901.517 € e raggiungendo un risparmio energetico di 218,70 GWh/anno; gli interventi che hanno generato un maggior risparmio sono quelli legati all'involucro dell'edificio (isolamento termico componenti verticali e orizzontali e sostituzione di serramenti) come riportato nella tabella seguente:

Tabella 4.43 superbonus 110%: Interventi effettuati, investimenti attivati (M€) e risparmi energetici conseguiti (GWh/anno) per tipologia al 31/12/2022 (Fonte: ENEA).

Tipo di intervento	Numero interventi	Superficie (interventi su involucro) [m ²] Potenza (interventi su impianti) [kW]	Risparmio Energetico [GWh/anno]	%	Totali costi [€]	%	Costo del Risparmio Energetico [€/kWh/anno]
Involucro [m ²]	19.034	2.158.597	131,61	60,18%	789.603.384	60,7%	6,00
Impianti termici [kW]	10.127	235.108	83,06	37,98%	242.194.020	18,6%	2,92
Collettori solari [m ²]	10.127	9.134	2,71	1,24%	21.472.429	1,7%	7,92
Building automation [m ²]	1.061	151.882	1,32	0,61%	9.319.752	0,7%	7,04
Fotovoltaico, Accumulo, Colonnine Ricarica	19.982				233.621.438	18,0%	
Eliminazione delle barriere architettoniche	38				3.690.493	0,3%	
Totale	60.369	2.554.721	218,70	100,0%	1.299.901.517 €	100,0%	

Se si analizza l'andamento semestrale dei flussi di investimento e del numero di interventi dall'introduzione del meccanismo, osserviamo come il picco è stato raggiunto a termine del 2022 per quanto riguarda il numero di interventi, per poi scendere, dicembre 2023, a causa delle modifiche apportate alla struttura del meccanismo, mentre gli investimenti si confermano intorno ai 600 milioni.

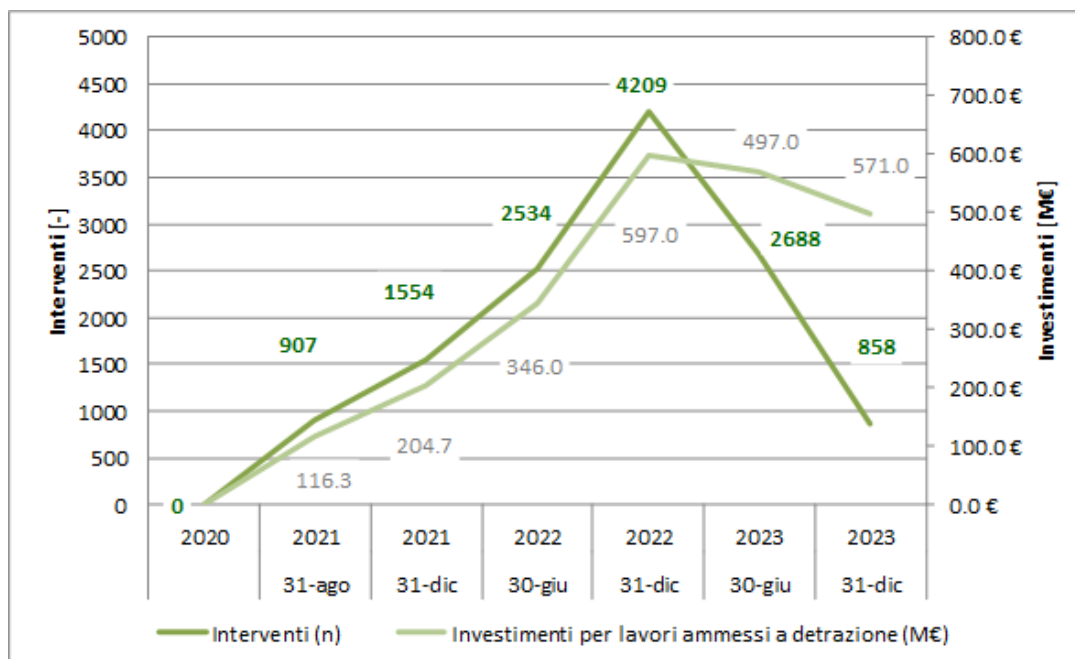


Figura 4.57 Superbonus 110%: flusso interventi e investimenti per lavori ammessi a detrazione da introduzione meccanismo (Fonte: ENEA).

Se analizziamo i meccanismi che hanno supportato gli interventi di efficientamento energetico nel settore residenziale negli ultimi anni, osserviamo andamento complessivo in crescita, trascinati dall'introduzione del Superbonus (Figura 4.58).

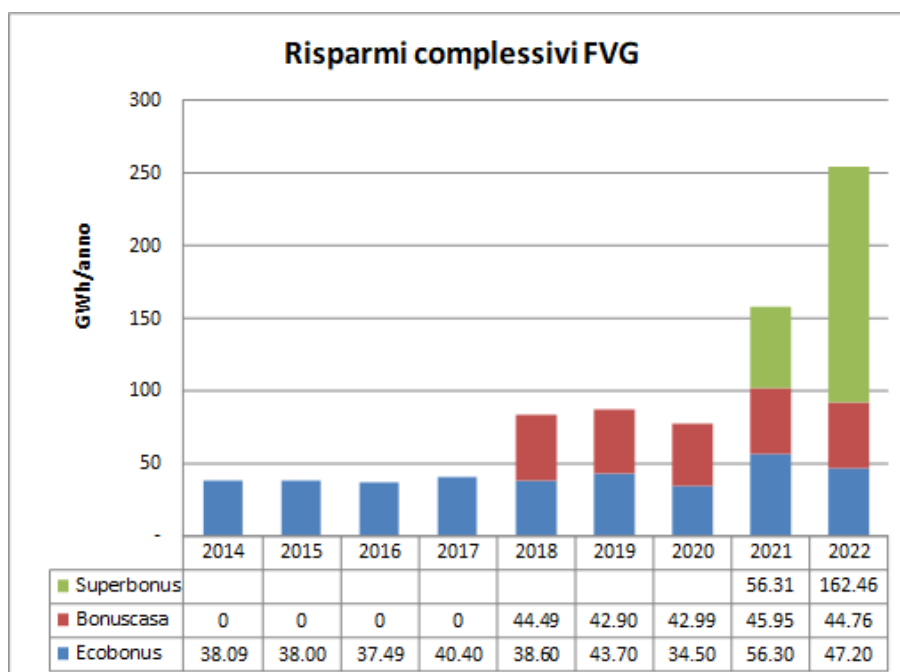


Figura 4.58 Andamento dei risparmi energetici dovuti a Ecobonus, Bonus Casa e Superbonus a livello regionale (Fonte: ENEA).

CONTO TERMICO

Riguardo i meccanismi per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni, nel 2022 le richieste di accesso al Conto Termico hanno evidenziato un aumento del +25% (7,5 mln del 2022 contro i 6 mln del 2021).

In termini di tipologia di interventi incentivati, si evidenzia un maggior orientamento verso gli interventi dedicati all'installazione di impianti termici rinnovabili ad elevate performance energetiche e ambientali come generatori a biomasse, diminuiscono invece gli altri interventi più ricorrenti tra quelli incentivabili, come le pompe di calore (-45% rispetto il 2021) e il solare termico (-39% rispetto il 2021).

Tabella 4.44 Conto Termico in FVG: numero di interventi e incentivo € (anni 2013-2022). Fonte: Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.

Tipologia	2013-2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	n	Incentivo [€]	n	Incentivo [€]	n	Incentivo [€]	n	Incentivo [€]	n	Incentivo [€]	n	Incentivo [€]	n	Incentivo [€]
1.A - Involucro opaco	5	79.896	2	107.442	4	294.739	6	383.304	4	284.054	5	205.496	8	470.543
1.B - Chiusure trasparenti	5	111.228	3	31.283	3	128.374	6	145.763	7	182.892	7	266.556	7	276.413
1.C - Generatori a condensazione	7	102.536	5	57.415	4	46.069	5	115.316	9	56.424	5	86.646	26	666.821
1.D - Sistemi di schermatura	-	-	-	-	1	29.170	1	28.440	2	10.620	-	-	1	2.550
1.E - NZEB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	840.531	2	598.578
1.F - Sistemi per l'illuminazione	-	-	1	5.850	4	60.162	5	75.375	6	48.524	4	12.528	27	286.566
1.G - Building automation	-	-	-	-	-	-	4	74.408	-	-	1	8414	1	11.445
2.A - Pompe di calore	2	8.825	22	255.345	58	649.722	96	898.787	76	1.211.184	45	493.609	25	754.976
2.B - Generatori a biomasse	556	1.452.435	951	2.062.232	1268	2.958.134	1702	3.669.642	1.570	4.953.556	1.876	3.943.958	1.761	4.335.945
2.C - Solare termico	1058	3.053.239	246	602.429	281	686.385	263	669.745	119	335.728	69	189.709	42	95.628
2.D - Scaldacqua a pompa di calore	8	5.300	8	5.560	3	1.700	7	4.278	5	3.196	1	700	3	2.800
2.E - Sistemi ibridi	-	-	5	12.874	5	11.093	2	7.468	-	-	1	3.734	0	0
Diagnosi + APE	7	15.504	2	3.306	8	20.180	9	34.787	13	34.152	14	23.957	29	62.863

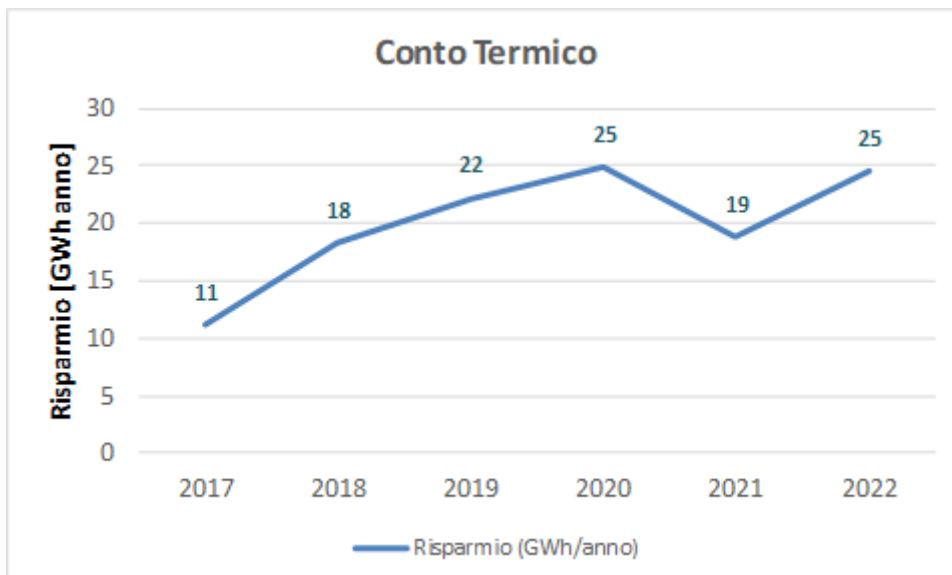


Figura 4.59 Dati risparmi energetici registrati per soggetto richiedente - Fonte: Elaborazione ENEA su dati Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.

In Figura 4.60 si riportano i dati relativi ai risparmi energetici registrati per soggetto richiedente, osservando una sostanziale crescita con evidenza della quota di risparmi maggiori conseguiti dai soggetti privati e imprese rispetto a quelli della Pubblica Amministrazione.

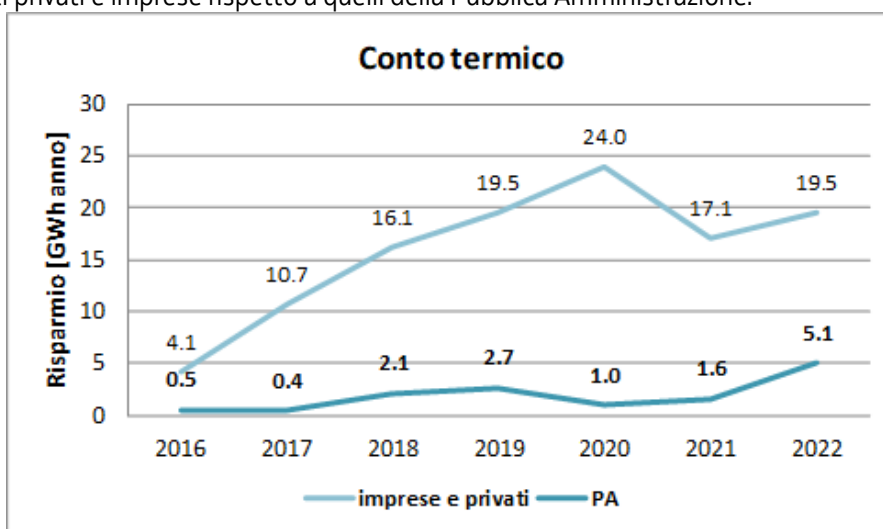


Figura 4.60 Dati risparmi energetici registrati per soggetto richiedente, in funzione del soggetto richiedente - Fonte: Elaborazione ENEA su dati Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.

CERTIFICATI BIANCHI

Una ulteriore indicazione dell'andamento tendenziale dei risparmi energetici per gli edifici giunge dall'analisi delle schede dei Certificati Bianchi, che dimostrano come dal 2013 ad oggi ci sia stato un costante incremento fino al 2020 per poi continuare a crescere anche se con percentuali molto basse (Tabella 4.45)

Tabella 4.45 Titoli di Efficienza Energetica emessi dall'avvio del meccanismo al 2022, per combustibile risparmiato (tep) e metodo di valutazione del progetto (TEE emessi) – regione Friuli Venezia Giulia Fonte: Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.

Certificati Bianchi	al 2013	al 2014	al 2015	al 2016	al 2017	al 2018	al 2019	al 2020	al 2021	al 2022
TIPO I – Energia elettrica	163.298	190.777	206.732	221.483	233.561	243.511	250.721	259.040	263.480	265.407
TIPO II – Gas naturale	103.626	159.424	192.196	218.946	254.687	281.404	314.862	343.796	366.084	377.137
TIPO III – Altri combustibili non per autotrazione	30.947	35.556	37.500	40.195	43.529	48.144	50.332	51.385	51.481	51.514
TIPO V – Altri combustibili per i trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per Tipo IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale (tep)	297.871	385.757	436.428	480.624	531.777	573.059	615.915	654.221	681.044	694.057
Standard	200.638	247.341	293.297	369.477	401.973	447.369	475.653	496.839	497.407	499.482
Analtiche	6.672	10.972	17.389	21.194	130.278	131.962	134.429	135.037	215.212	215.632
Consuntivo	225.266	418.214	516.402	565.233	574.327	652.746	757.668	858.295	866.005	905.932
Totale (TEE emessi)	432.576	676.527	827.088	955.904	1.106.578	1.232.077	1.367.750	1.490.171	1.578.624	1.621.047

POLITICHE DI COESIONE

I risparmi derivanti da misure attivate a livello nazionale, come i fondi pubblici erogati attraverso le politiche di Coesione con periodo di riferimento 2014-2021 hanno attivato a livello regionale investimenti pari a 1.359.818 (+70% rispetto il 2020) e risparmi raggiunti pari a 368 MWh/anno (-29% rispetto il 2020).

Tabella 4.46 Politica di Coesione 2014-2020 stato dell'arte dei kWh/anno risparmiati, al 30 giugno 2023 (Fonte: Elaborazione ENEA su dati OpenCoesione.gov.it).

Anno	Risparmi [kWh/anno]	Finanziamento Totale Pubblico (€)	Impegni (€)	Totale Pagamenti (€)
2018	2.266.425	5.098.352	5.098.352	5.098.352
2019	924.692	2.412.946	2.353.662	2.353.662
2020	518.112	800.690	766.750	766.750
2021	368.550	1.359.818	1.298.765	1.298.765
2022	220.080	1.020.636	980.643	980.643

4.3.2 Efficienza energetica nel settore industriale

La caratterizzazione dei consumi di energia del settore industriale è stata sviluppata a partire dai dati delle 350 diagnosi energetiche di soggetti obbligati d'accordo al Art.8 del D.Lgs. 102/2014 e s.m.i. (Grandi imprese ed "Imprese a forte consumo di energia"). La maggioranza delle diagnosi energetiche si concentrano nella manifattura (60%), mentre i consumi di energia si dividono principalmente tra il settore manifatturiero (50%) e quello di generazione di energia elettrica (48%).

Da un punto di vista aggregato il consumo di energia industriale in regione si concentra in gas naturale (46%, tanto in manifattura come in centrali termoelettriche), il 25% è dovuto al carbone, il 20% è consumo elettrico, il calore generato in impianti di cogenerazione è il 5%, le biomasse rappresentano il 2% del consumo finale, ed i combustibili per autotrazione sono il 2%. I dati contenuti nelle diagnosi energetiche hanno una alta rappresentatività dei consumi energetici industriali della regione, coprendo l'87% dei

consumi finali totali, il 90,3% dei consumi elettrici, l'87,7% dei consumi di gas naturale e l'83% dei consumi di combustibili solidi. Si è analizzato in dettaglio la manifattura dove cinque settori concentrano il 79% dei consumi in 27 siti produttivi. Questi settori sono le industrie siderurgiche, cartarie, del legno, del vetro e del cemento.

Infine, si sono analizzati in dettaglio le misure di efficienza energetica implementate e identificate nelle diagnosi energetiche da un punto di vista tecnico-economico. La distribuzione dei risparmi conseguiti di energia primaria (dovuto principalmente a impianti di fonti rinnovabili e cogenerazione) e finale (di miglioramento di processi energetici) è di 7.746 tep/anno e 14.039 tep/anno rispettivamente. I risparmi potenziale identificati di energia primaria e finale sono di 42.153 tep/anno e 21.771 tep/anno rispettivamente. Sono inoltre forniti il costo efficacia e il tempo di ritorno medio, non attualizzato e calcolato in assenza di incentivi. Si è identificato un importante potenziale di risparmio negli interventi individuati con tempo di ritorno semplice tra tre e cinque anni.

4.3.2.1 **Consumi di energia del settore industriale**

Nel triennio 2019-2021 (anni di riferimento 2018-2020) sono pervenute ad ENEA un totale di 350 diagnosi energetiche riguardanti la regione Friuli Venezia Giulia da parte dei soggetti obbligati in accordo con l'Art.8 del D.Lgs. 102/2014 e s.m.i. (Grandi imprese ed "Imprese a forte consumo di energia" iscritte agli elenchi definitivi della CSEA). La maggiore parte delle diagnosi (325, il 93%) sono state inviate nel primo anno del secondo ciclo di obbligo (2019). Per tanto si prende come riferimento per l'analisi dei consumi energetici l'anno 2018. I siti analizzati sono per lo più concentrati nella provincia di Udine (46%) e di Pordenone (34%), mentre le provincie di Gorizia e Trieste presentano il 10% delle diagnosi ognuna.

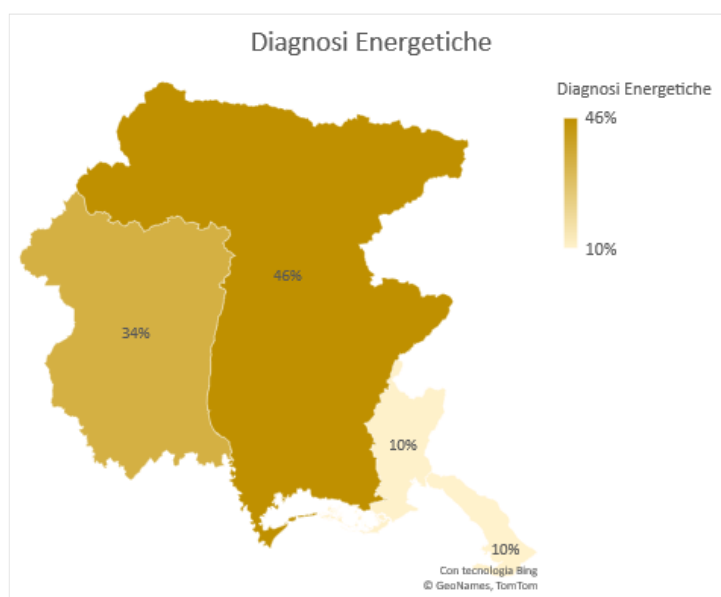


Figura 4.61 Distribuzione di diagnosi energetiche per provincia.

Facendo un'analisi delle diagnosi energetiche per attività economica (secondo alla classificazione ATECO dal ISTAT⁴¹), la maggioranza si concentra nella sezione "Manifattura" (ATECO C) col 60% delle diagnosi.

⁴¹ [Ateco: Struttura, contenuti, criteri \(istat.it\)](http://Ateco:Struttura.contenuti.criteri(istat.it))

Altri settori di rilevanza sono “Fornitura di acqua e trattamento di acque e rifiuti” (ATECO E), “Trasporto e magazzinaggio” (ATECO H) e “Commercio all’ingrosso ed al dettaglio” (ATECO G), col 10%, 8% e 7% delle diagnosi energetiche rispettivamente. Le restanti sezioni sono sotto il 4% del totale.

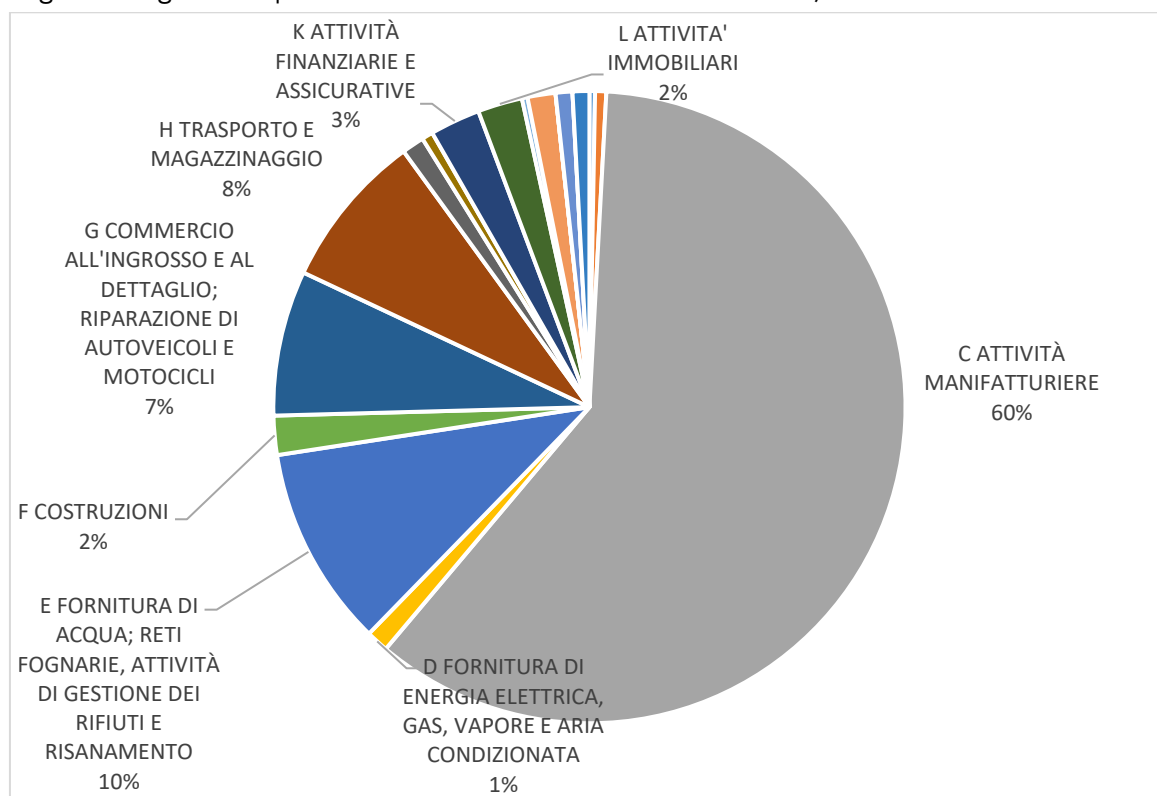


Figura 4.62- Distribuzione di diagnosi energetiche per settore produttivo.

Nelle Tabella 4.47, Tabella 4.48 e Tabella 4.49 si presentano i dati generali delle diagnosi energetiche pervenute a ENEA con la distribuzione di consumi energetici ed il dettaglio per vettore energetico.

Tabella 4.47 Diagnosi energetiche per settore produttivo, tipo di azienda e consumi di energia primaria e finale.

FRIULI VENEZIA GIULIA		Imprese	Diagnosi				Consumi energia	
Sezione ATECO		Totali	Totali	Siti G.I.	Siti Energivori	Siti ISO 50001	Consumi totali energia primaria (tep)	Consumi finali totali (tep)
A	AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA	1	1	1			131	81
B	ESTRAZIONE DI MINERALI DA CAVE E MINIERE	2	2	1	1		494	409
C	ATTIVITÀ MANIFATTURIERE	190	211	123	141	16	1.676.470	1.159.343
D	FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA	4	4	3		1	1.135.030	1.102.152
E	FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITÀ DI GESTIONE DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	15	36	34	1	1	17.640	10.296
F	COSTRUZIONI	4	7	7		4	2.025	1.875
G	COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI	14	26	26		2	7.858	4.206
H	TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO	14	28	25		5	34.211	31.263
I	ATTIVITÀ DEI SERVIZI DI ALLOGGIO E DI RISTORAZIONE	2	4	4			423	217
J	SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE	1	2	2			534	278
K	ATTIVITÀ FINANZIARIE E ASSICURATIVE	5	9	9		1	1.860	1.063
L	ATTIVITÀ IMMOBILIARI	7	8	4			3.667	2.133
M	ATTIVITÀ PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE	1	1	1			188	105
N	NOLEGGIO, AGENZIE DI VIAGGIO, SERVIZI DI SUPPORTO ALLE IMPRESE	5	5	5			4.132	3.897
Q	SANITA' E ASSISTENZA SOCIALE	2	3	3			1.225	895
S	ALTRE ATTIVITÀ DI SERVIZI	2	3	3			1.562	1.329
TOT		269	350	251	143	30	2.887.453	2.319.544

Tabella 4.48 Distribuzione percentuale di consumo di energia finale per settore produttivo e vettore energetico.

FRIULI VENEZIA GIULIA		Consumi finali di energia						
Sezione ATECO		Consumi finali totali (tep)	Consumi finali energia elettrica (% TOT)	Consumi finali gas naturale (% TOT)	Calore (% TOT)	Autotrazione (%TOT)	Biomasse (%TOT)	Altri fossili (%TOT)
A	AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA	81	52%	0%		2%		46%
B	ESTRAZIONE DI MINERALI DA CAVE E MINIERE	409	18%	0%		82%		
C	ATTIVITÀ MANIFATTURIERE	1.159.343	38%	39%	10%	1%	3%	9%
D	FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA	1.102.152	3%	55%				42%
E	FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITÀ DI GESTIONE DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	10.296	61%	20%		16%		3%
F	COSTRUZIONI	1.875	8%	69%		14%	9%	
G	COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI	4.206	74%	15%		11%		
H	TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO	31.263	8%	3%		76%		13%
I	ATTIVITÀ DEI SERVIZI DI ALLOGGIO E DI RISTORAZIONE	217	81%	19%				
J	SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE	278	78%	5%		13%		4%
K	ATTIVITÀ FINANZIARIE E ASSICURATIVE	1.063	64%	36%				
L	ATTIVITÀ IMMOBILIARI	2.133	61%	39%				
M	ATTIVITÀ PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE	105	67%	33%				

FRIULI VENEZIA GIULIA		Consumi finali di energia						
Sezione ATECO	Consumi finali totali (tep)	Consumi finali energia elettrica (% TOT)	Consumi finali gas naturale (% TOT)	Calore (% TOT)	Autotrazione (%TOT)	Biomasse (%TOT)	Altri fossili (%TOT)	
N	NOLEGGIO, AGENZIE DI VIAGGIO, SERVIZI DI SUPPORTO ALLE IMPRESE	3.897	5%	4%		83%		8%
Q	SANITA' E ASSISTENZA SOCIALE	895	29%	45%	26%			
S	ALTRE ATTIVITÀ DI SERVIZI	1.329	15%	85%				
	TOTALE	2.319,544	21%	46%	5%	2%	2%	25%

Tabella 4.49 Distribuzione di consumi di energia finale per settore produttivo e vettore energetico.

FRIULI VENEZIA GIULIA		Consumi finali di energia							
Sezione ATECO		Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Consumi finali energia elettrica (MWhe)	Consumi finali gas naturale (kSmc)	Calore derivato da cognerazione (MWht)	Autotrazione (GJ)	Biomasse (t)	Altri fossili [GJ]
A	AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA	81	3.401	492	-	-	59	-	1.570
B	ESTRAZIONE DI MINERALI DA CAVE E MINIERE	409	17.122	843	-	-	14.086	-	-
C	ATTIVITÀ MANIFATTURIERE	1.159.343	48.539.389	5.063.112	547.825	1.329.250	478.778	92.901	4.254.050
D	FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA	1.102.152	46.144.919	321.170	722.059	2.959	173.038	-	19.548.629
E	FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITÀ DI GESTIONE DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	10.296	431.090	72.672	2.427	-	70.168	-	14.406
F	COSTRUZIONI	1.875	78.516	1.792	1.548	-	10.793	405	-

FRIULI VENEZIA GIULIA		Consumi finali di energia							
Sezione ATECO		Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Consumi finali energia elettrica (MWhe)	Consumi finali gas naturale (kSmc)	Calore derivato da cognerazione (MWht)	Autotrazione (GJ)	Biomasse (t)	Altri fossili [GJ]
G	COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI	4.206	176.079	36.149	736	-	20.170	-	12
H	TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO	31.263	1.308.902	29.028	1.192	-	992.732	-	169.975
I	ATTIVITÀ DEI SERVIZI DI ALLOGGIO E DI RISTORAZIONE	217	9.080	2.042	49	-	-	-	-
J	SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE	278	11.648	2.536	16	-	1.493	-	435
K	ATTIVITÀ FINANZIARIE E ASSICURATIVE	1.063	44.506	7.884	460	-	-	-	-
L	ATTIVITÀ IMMOBILIARI	2.133	89.309	15.181	990	-	-	-	-
M	ATTIVITÀ PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE	105	4.416	816	42	-	-	-	-

FRIULI VENEZIA GIULIA		Consumi finali di energia							
Sezione ATECO		Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Consumi finali energia elettrica (MWhe)	Consumi finali gas naturale (kSmc)	Calore derivato da cognerazione (MWht)	Autotrazione (GJ)	Biomasse (t)	Altri fossili [GJ]
N	NOLEGGIO, AGENZIE DI VIAGGIO, SERVIZI DI SUPPORTO ALLE IMPRESE	3.897	163.141	2.305	171	-	135.338	-	13.506
Q	SANITA' E ASSISTENZA SOCIALE	895	37.475	3.004	481	2.730	-	-	-
S	ALTRE ATTIVITÀ DI SERVIZI	1.329	55.654	2.300	1.354	-	-	-	-
TOT		2.319.544	97.114.654	5.561.333	1.279.355	1.334.939	1.896.661	93.306	24.002.305

L'analisi dei consumi energetici rivela che sono due i settori che aggregano la maggioranza dei consumi di energia: Manifattura (ATECO C, 211 Diagnosi) e Fornitura di Energia Elettrica, Gas, Vapore ed Aria Condizionata (ATECO D, 4 Diagnosi). Queste sezioni (C e D) rappresentano rispettivamente il 58% e 39% dei consumi di energia primaria⁴², ed il 50% e 48% di energia finale. Le differenze tra consumo primario e finale si deve al consumo di elettricità, che dovuto alle perdite termodinamiche delle attività di trasformazione in centrali termoelettriche, comportano un aumento di energia primaria associata al consumo finale di energia elettrica.

⁴² La produzione di energia elettrica in centrali termoelettriche è la principale trasformazione di energia primaria a livello di bilancio nazionale, ed è per definizione 100% di energia primaria convertita in energia per usi finali (elettricità) con un rendimento elettrico che dipende di ogni impianto (49,5% con un consumo di 7,27 MJ/kWhe in 2018 [Rapporto317_2020.pdf \(isprambiente.gov.it\)](#)). Tuttavia, in questo studio il consumo di energia primaria si realizza d'accordo ai valori di conversione della linea guida ENEA (valori definiti dal MASE) a partire dei consumi finali di energia per vettore.

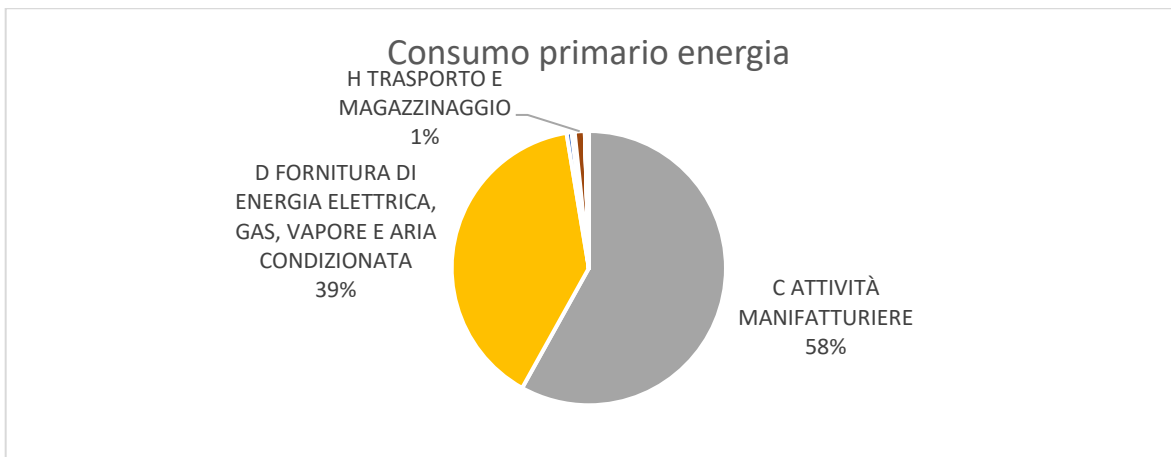


Figura 4.63 Distribuzione di consumo di energia primaria per settore produttivo.

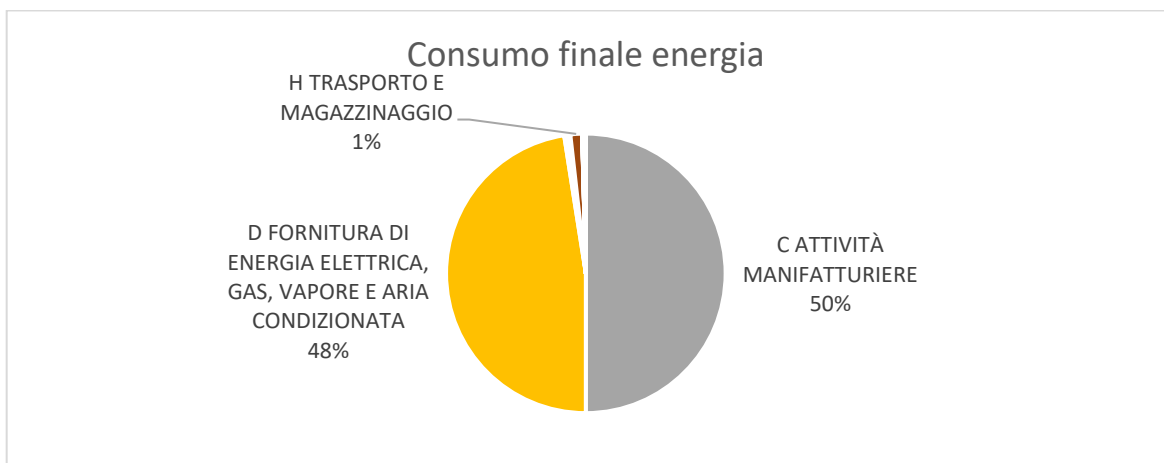


Figura 4.64 Distribuzione di consumo di energia finale per settore produttivo.

Disaggregando il consumo di energia in funzione dei diversi vettori energetici è possibile osservare che il consumo di gas naturale rappresenta il 46% dei consumi finali di energia. I consumi elettrici sono il 20%, il calore generato in impianti di cogenerazione è il 5%, le biomasse rappresentano il 2% del consumo finale, i combustibili per autotrazione sono il 2% (collegate principalmente alle attività di trasporto della sezione ATECO H). Il restante 25% dei consumi sono "Altre fonti", fondamentalmente carbone per la produzione termoelettrica.

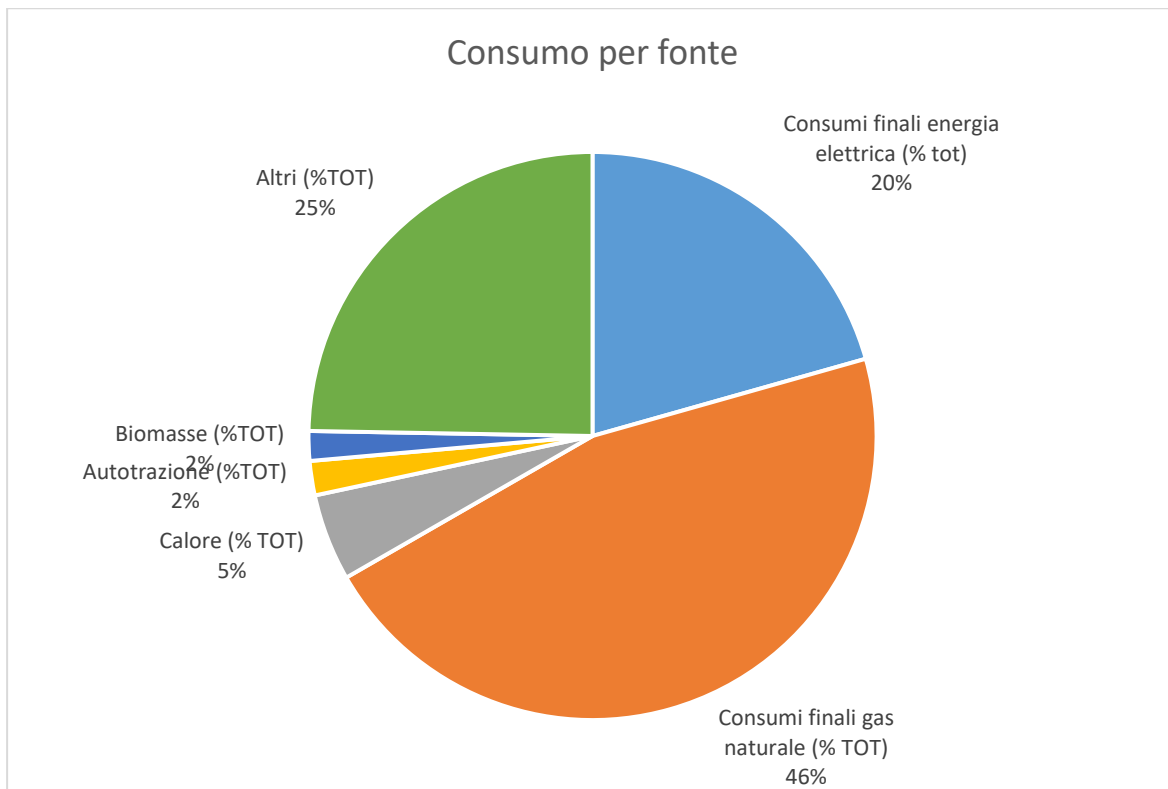


Figura 4.65 Distribuzione di consumo di energia finale per vettore energetico.

Analizzando in dettaglio i consumi elettrici si osserva che sono concentrati nella manifattura col 93%. Invece i consumi di gas naturale si dividono tra la produzione di elettricità (57%, fondamentale associati alla C.T. Torviscosa) e la manifattura (43%).

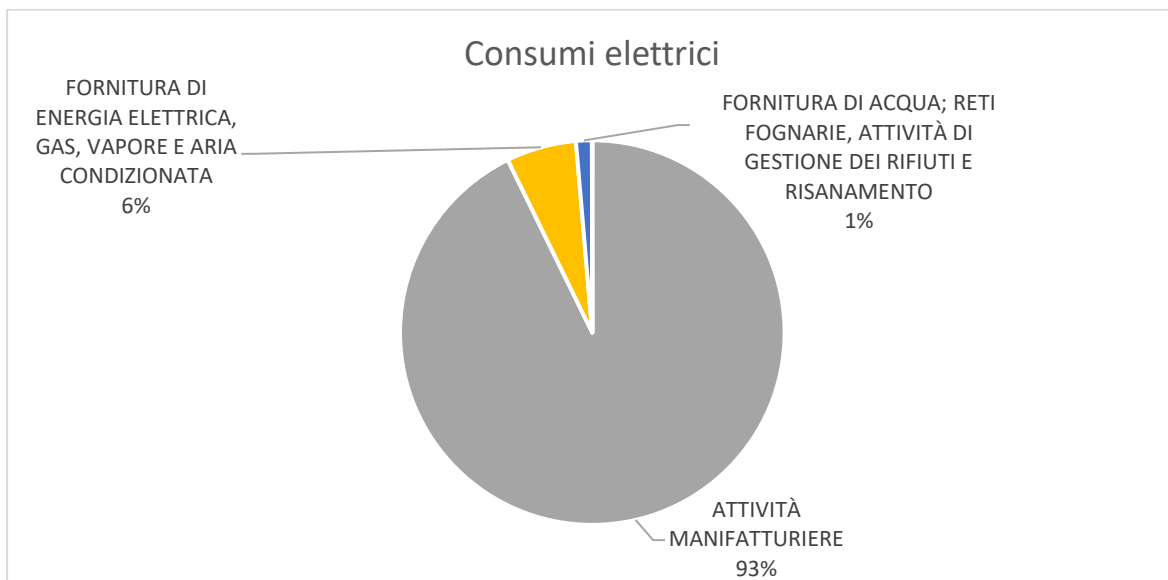


Figura 4.66 Distribuzione di consumo di energia elettrica per settore produttivo.

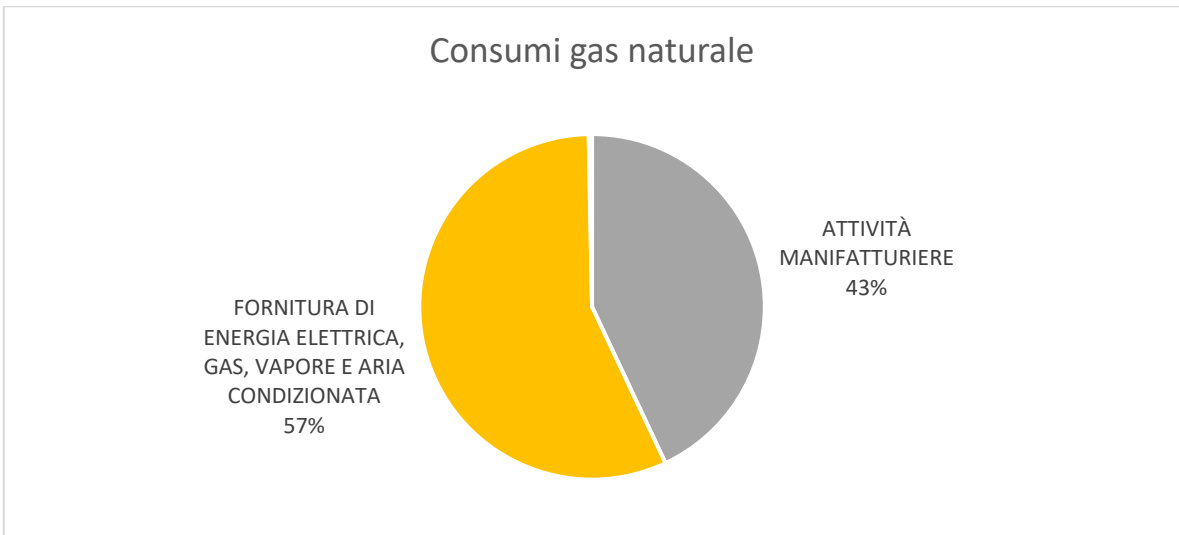


Figura 4.67 Distribuzione di consumo di gas naturale per settore produttivo.

Infine, la distribuzione del consumo di energia finale per province è sostanzialmente diversa del numero di diagnosi energetiche. La provincia di Udine concentra il 63% di consumi di energia, mentre Gorizia rappresenta il 23% dei consumi industriali della regione (dovuto fondamentalmente alla presenza della C.T. di Monfalcone).

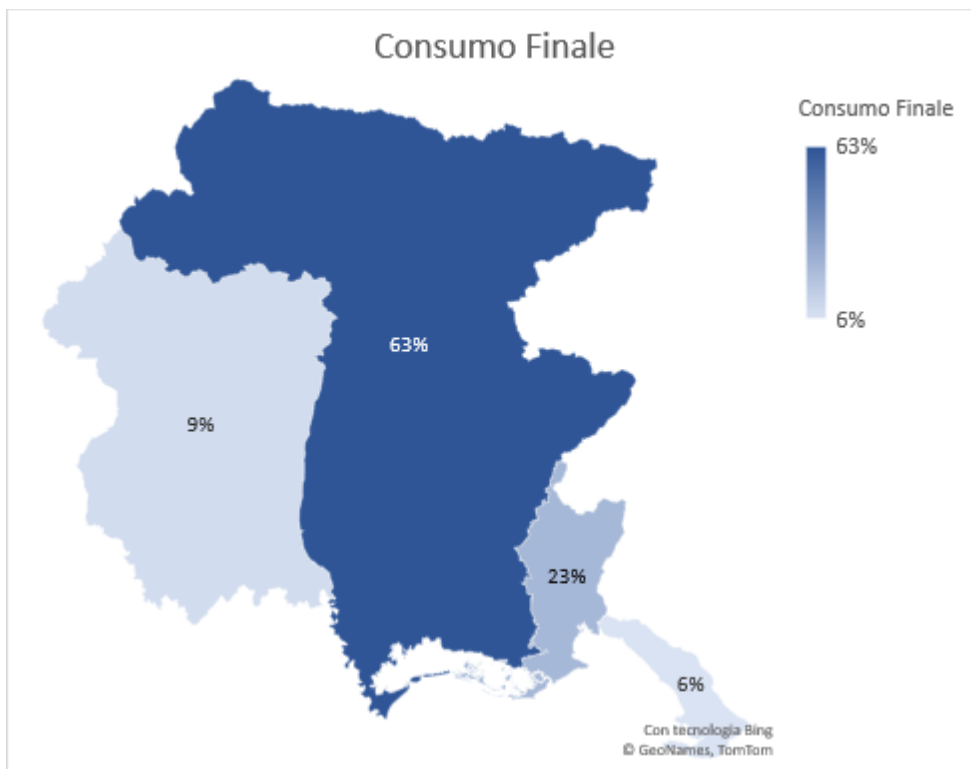


Figura 4.68 Distribuzione di consumo di energia finale per provincia.

4.3.2.2 **Rappresentatività dei dati**

I consumi elettrici dei siti analizzati nelle diagnosi energetiche negli anni 2018-2020⁴³ nella regione ammontano a 5.561 TWh, di cui 5.460 TWh sono associati ai consumi industriali corrispondenti alle sezioni ATECO B (Estrazione di minerali da cave e miniere), C (Attività Manifatturiere), D (Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata), E (Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento) e F (Costruzioni). Il resto dei consumi (101 TWh) corrispondono al settore terziario. Confrontando i consumi con quelli riportati da Terna per il 2018⁴⁴, le diagnosi energetiche coprono il 90,3% dei consumi elettrici industriali, e solamente il 3,9% dei consumi del terziario. La copertura totale di consumi elettrici non domestici è pari al 63,7%.

Tabella 4.50 Copertura consumi elettrici comparazione dati ENEA e TERNA.

Consumo elettrico - GWh	ENEA	TERNA	Copertura consumi DE
AGRICOLTURA (A)	0	124	0,4%
INDUSTRIA (B-F)	5.460	6.047	90,3%
TERZIARIO (G-U)	101	2.564	3,9%
TOTALE (NO DOMESTICO)	5.561	8.735	63,7%
TOTALE DOMESTICO		1.391	

I consumi di gas naturale analizzati nel portale “ENEA Audit 102” sono pari a 557 MSmc per il settore industriale⁴⁵ (considerando le sezioni B, C, E ed F) e 722 MSmc per la sezione D. Questi dati sono stati comparati con le statistiche regionale del MISE⁴⁶ per il 2018. La copertura dei consumi di gas naturale del settore industriale arriva al 77,3%, mentre per la sezione D (termoelettrico) rappresenta il 98% dei consumi. Pertanto, la copertura del settore industriale completo (sezioni ATECO B-F) arriva a coprire l’87,7% del consumo totale di 1.458 MSmc. La rappresentatività dei consumi di gas naturale del settore terziario non si può valutare in dettaglio dovuto alla mancanza di disaggregazione tra i consumi domestici e non domestici del resto dei consumi. In qualunque caso i consumi analizzati si possono considerare bassi, in linea con i consumi elettrici.

⁴³ NOTA METODOLOGICA. La maggiore parte dei consumi delle aziende obbligati sono stati analizzati. Tuttavia, certi consumi potrebbero essere ulteriormente raffinati. 1) Non sono state analizzate in dettaglio le diagnosi del 2022 (quarto anno del ciclo di diagnosi obbligatorie). Queste diagnosi sono state 12: 8 del ATECO C (Manifattura), 3 ATECO E (Reti Acqua e Rifiuti), 1 ATECO J (Servizi di informazione e comunicazione). I consumi aggregati dei 12 siti produttivi è di 30 ktep e 25 ktep di energia primaria e finale (1,03% e 1,08% del totale dei consumi del quadriennio, di cui il 50% corrisponde ad un sito del ATECO 24.10.00 Siderurgia). Per tanto si considera che questa approssimazione non induce ad un grande disallineamento statistico. 2) Altri dati che non sono stati considerati sono i consumi dei siti “clusterizzati” d’accordo alla metodologia ENEA che permette evitare sviluppare le diagnosi energetiche dei siti poco rappresentativi per aziende multisito (questi consumi sono stimati un 2,5% del totale dei consumi delle aziende soggette ad obbligo a livello nazionale). 3) Infine, non sono stati stimati i consumi delle imprese inadempienti.

⁴⁴ Dati TERNA : [Statistiche Regionali 2018_8d7b93cbf9ad480.pdf \(terna.it\)](https://www.terna.it/it/risorse/Statistiche-Regionali-2018-8d7b93cbf9ad480.pdf)

⁴⁵ Questo valore esclude il gas naturale usato per la produzione combinata di elettricità e calore negli impianti di cogenerazione nella manifattura (ATECO C) – 4% dei consumi totali

⁴⁶Consumi regionali di gas naturale - Analisi e statistiche energetiche e minerarie 2018 - [Ministero della Transizione Ecologica \(mise.gov.it\)](https://www.mise.gov.it/)

Tabella 4.51 Copertura consumi di gas naturale, comparazione dati ENEA e MiSE.

Consumo gas Naturale - MSmc	ENEA	MISE	Copertura consumi DE
INDUSTRIALE (B,C,E,F)	557	721	77,3%
TERMOELETTRICO (D)	722	737	98,0%
INDUSTRIALE + TERMOELETTRICO (B-F)	1.279	1.458	87,7%
RETI DI DISTRIBUZIONE (G-U, Domestico)	5	851	0,6%
TOTALE	1.285	2.309	55,6%

Confrontando i dati delle diagnosi con i dati ENEA di riferimento (Tabella 4.51 e 4.52) le diagnosi energetiche includono:

- Le diagnosi riportano un consumo totale di 566 ktep di consumo di carbone ed altri combustibili fossili solidi (462 ktep ATECO D e 104 ktep ATECO C). Questi consumi coprono l'83% dei consumi regionali di combustibili solidi (680 ktep). È importante segnalare la possibile riduzione a breve/medio termine dei combustibili fossili solidi, dovuto fondamentalmente alla riconversione della centrale termica di Monfalcone (da carbone a gas naturale), alla riduzione di produzione e sostituzione di carbone nell'industria siderurgica, ed a una futura sostituzione di petcoke nei cementifici. L'impatto di questa riduzione si potrà analizzare parzialmente con i dati delle diagnosi energetiche obbligatorie che saranno pervenute ad ENEA nel 2024.
- Il consumo finale aggregato delle diagnosi energetiche industriali ammonta ad un totale di 1.159 ktep, l'87% del consumo finale industriale (1.324 ktep).

Pertanto, i dati contenuti nelle diagnosi energetiche hanno un'alta rappresentatività dei consumi energetici industriali della regione Friuli Venezia Giulia (riferiti al 2018), coprendo l'87% dei consumi finali totali, il 90,3% dei consumi elettrici, l'87,7% dei consumi di gas naturale e l'83% dei consumi di combustibili solidi.

4.3.2.3 **Settore ATECO C – Manifattura**

Il settore manifatturiero (ATECO C) rappresenta il 60% delle diagnosi pervenute ad ENEA, il 58% dei consumi primari ed il 50% dei consumi finali di energia. Nel triennio di riferimento 2018-2020 sono pervenute ad ENEA 211 diagnosi energetiche (di cui 123 sono siti di grandi aziende e 141 di grandi imprese o PMI energivore) da 190 aziende presenti nel territorio. Il 48% dei siti sono localizzati nella provincia di Udine, il 36% a Pordenone, il 9% a Gorizia ed il restante 7% a Trieste.

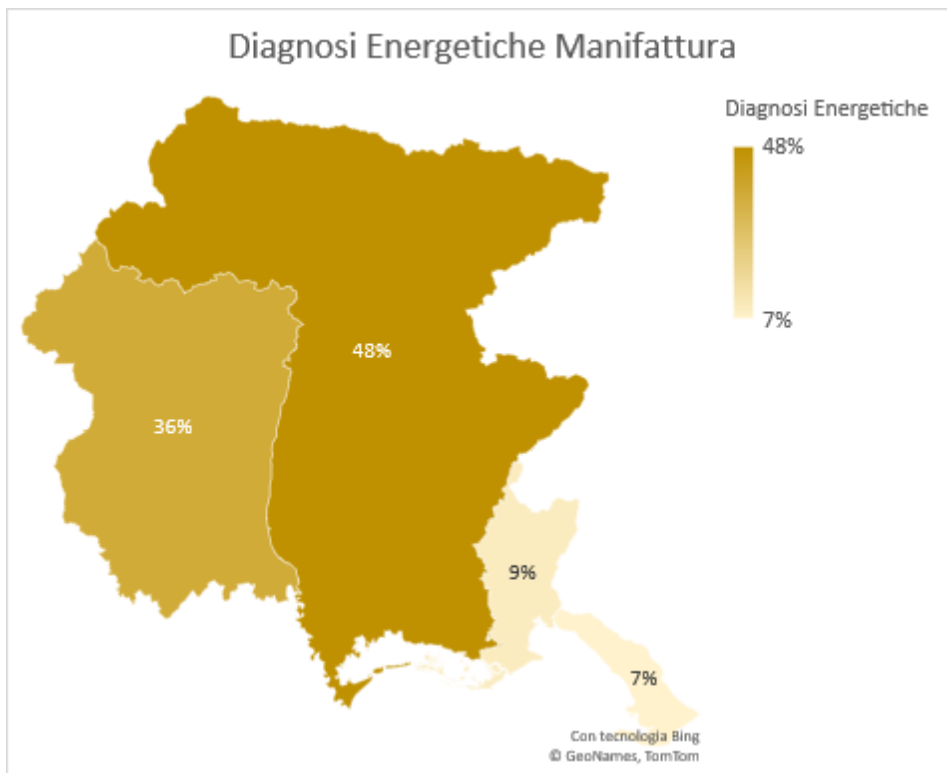


Figura 4.68: Distribuzione di diagnosi energetiche della manifattura per provincia.

Sono state analizzate diagnosi di 21 delle 23 diverse categorie di industrie manifatturiere (divisioni ATECO a due cifre numeriche, dall' ATECO 10 "Industrie Alimentari" fino all'ATECO 33 "Riparazione, manutenzione ed installazione di macchine ed apparecchiature"). Quindi sono rappresentate la maggioranza delle attività manifatturiere. Il numero di divisioni con maggiore numero di diagnosi sono: "ATECO 25 - Fabbricazione di prodotti in metallo" (15%), "ATECO 22 -Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche" (15%), "ATECO 10 - Industrie Alimentari" (12%), "ATECO 24 – Metallurgia" (11%), "ATECO 23 - Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi" (9%), e "ATECO 28 - Fabbricazione di macchinari ed apparecchiature" (9%).

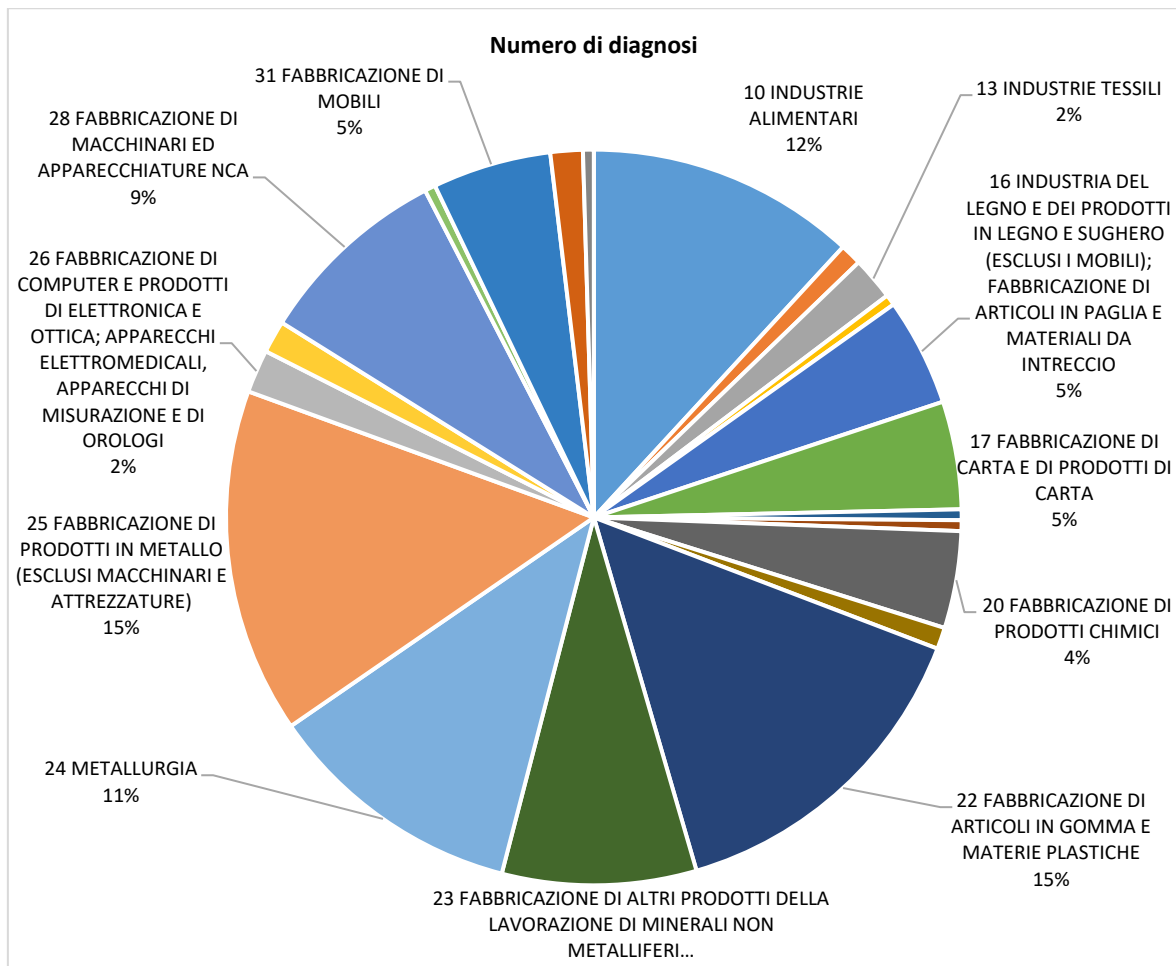


Figura 4.69: Distribuzione di diagnosi energetiche per settore industriale della manifattura.

Nelle tabelle seguenti si presentano i dati generali delle diagnosi energetiche pervenute a ENEA del settore manifatturiero per settori industriali, con la distribuzione di consumi energetici ed il dettaglio per vettore energetico.

Tabella 4.52 Distribuzione percentuale di consumo di energia finale per settori industriali e vettore energetico.

FRIULI VENEZIA GIULIA	DE	Consumi primari	Consumi finali di energia							
Divisioni ATECO - MANIFATTURA	Totali	Consumi totali energia primaria (tep)	Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Energia elettrica (%Tot)	Gas naturale (%Tot)	Calore (%Tot)	Autotr azione (%Tot)	Biomasse (%Tot)	Altri fossili (%Tot)
10 INDUSTRIE ALIMENTARI	25	53.280	38.515	1.612.552	32%	56%	11%	1%		0%
11 INDUSTRIA DELLE BEVANDE	2	1.528	982	41.100	47%	0%		3%		49%
13 INDUSTRIE TESSILI	4	9.952	4.825	202.031	90%	10%				
15 FABBRICAZIONE DI ARTICOLI IN PELLE E SIMILI	1	2.104	1.537	64.354	31%	69%				
16 INDUSTRIA DEL LEGNO E DEI PRODOTTI IN LEGNO E SUGHERO	10	195.341	152.178	6.371.380	27%	20%	13%	1%	23%	17%
17 FABBRICAZIONE DI CARTA E DI PRODOTTI DI CARTA	10	254.953	179.823	7.528.831	32%	30%	37%	0%		
18 STAMPA E RIPRODUZIONE DI SUPPORTI REGISTRATI	1	929	514	21.525	69%	31%				
19 FABBRICAZIONE DI COKE E PRODOTTI DERIVANTI DALLA RAFFINAZIONE DEL PETROLIO	1	175	86	3.611	87%	0%		13%		
20 FABBRICAZIONE DI PRODOTTI CHIMICI	9	67.227	41.150	1.722.859	51%	21%	27%	0%		1%
21 FABBRICAZIONE DI PRODOTTI FARMACEUTICI DI BASE E DI PREPARATI FARMACEUTICI	2	15.686	11.169	467.638	29%	17%	53%	0%		
22 FABBRICAZIONE DI ARTICOLI IN GOMMA E MATERIE PLASTICHE	31	59.460	33.008	1.381.959	70%	17%	1%	1%	11%	0%
23 FABBRICAZIONE DI ALTRI PRODOTTI DELLA LAVORAZIONE DI MINERALI NON METALLIFERI	18	169.188	141.850	5.938.996	16%	54%		0%		29%

Divisioni ATECO - MANIFATTURA	Totali	Consumi totali energia primaria (tep)	Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Energia elettrica (%Tot)	Gas naturale (%Tot)	Calor e (%Tot)	Autotr azione (%Tot)	Biomass e (%Tot)	Altri fossili (%Tot)
24 METALLURGIA	24	685.596	444.531	18.611.605	46%	46%	1%	0%		7%
25 FABBRICAZIONE DI PRODOTTI IN METALLO (ESCLUSI MACCHINARI E ATTREZZATURE)	32	84.022	59.103	2.474.535	36%	55%		9%		0%
26 FABBRICAZIONE DI COMPUTER E PRODOTTI DI ELETTRONICA E OTTICA; APPARECCHI ELETTRONICI, APPARECCHI DI MISURAZIONE E DI OROLOGI	4	1.610	947	39.632	60%			13%		
27 FABBRICAZIONE DI APPARECCHIATURE ELETTRICHE ED APPARECCHIATURE PER USO DOMESTICO NON ELETTRICHE	3	10.827	6.785	284.076	51%			0%		
28 FABBRICAZIONE DI MACCHINARI ED APPARECCHIATURE NCA	18	36.103	25.797	1.080.083	34%	54%		6%		6%
30 FABBRICAZIONE DI ALTRI MEZZI DI TRASPORTO	1	619	479	20.065	25%		0%	40%		
31 FABBRICAZIONE DI MOBILI	11	24.386	14.210	594.950	60%	22%	9%	1%	1%	6%
32 ALTRE INDUSTRIE MANIFATTURIERE	3	3.138	1.672	70.015	75%			3%		
33 RIPARAZIONE, MANUTENZIONE ED INSTALLAZIONE DI MACCHINE ED APPARECCHIATURE	1	346	181	7.582						
TOTALE	211	1.676.470	1.159.343	48.539.389	38%	39%	10%	1%	3%	9%

Tabella 4.53 Distribuzione di consumi di energia finale per settori industriali e vettore energetico.

FRIULI VENEZIA GIULIA	Consumi finali di energia							
	Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Consumi finali energia elettrica (MWhe)	Consumi finali gas naturale (kSmc)	Calore derivato da cogenera zione (MWht)	Autotra zione (GJ)	Biomass e (t)	Altri fossili [GJ]
10 INDUSTRIE ALIMENTARI	38.515	1.612.552	141.540	25.909	47.236	21.002	-	5.701
11 INDUSTRIA DELLE BEVANDE	982	41.100	5.402	-		1.395	-	20.255
13 INDUSTRIE TESSILI	4.825	202.031	50.743	553		-	-	-
15 FABBRICAZIONE DI ARTICOLI IN PELLE E SIMILI	1.537	64.354	5.600	1.263		-	-	-
16 INDUSTRIA DEL LEGNO E DEI PRODOTTI IN LEGNO E SUGHERO	152.178	6.371.380	471.532	36.177	228.031	61.706	83.825	1.053.191
17 FABBRICAZIONE DI CARTA E DI PRODOTTI DI CARTA	179.823	7.528.831	669.118	65.573	783.805	4.657	-	-
18 STAMPA E RIPRODUZIONE DI SUPPORTI REGISTRATI	514	21.525	4.108	192		-	-	-
19 FABBRICAZIONE DI COKE E PRODOTTI DERIVANTI DALLA RAFFINAZIONE DEL PETROLIO	86	3.611	875	-		460	-	-
20 FABBRICAZIONE DI PRODOTTI CHIMICI	41.150	1.722.859	245.869	10.288	129.054	321	-	12.937
21 FABBRICAZIONE DI PRODOTTI FARMACEUTICI DI BASE E DI PREPARATI FARMACEUTICI	11.169	467.638	38.127	2.287	69.383	597	-	-

FRIULI VENEZIA GIULIA	Consumi finali di energia							
	Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Consumi finali energia elettrica (MWhe)	Consumi finali gas naturale (kSmc)	Calore derivato da cogenera zione (MWht)	Autotra zione (GJ)	Biomasse (t)	Altri fossili [GJ]
22 FABBRICAZIONE DI ARTICOLI IN GOMMA E MATERIE PLASTICHE	33.008	1.381.959	268.115	6.591	4.992	14.933	8.576	2.628
23 FABBRICAZIONE DI ALTRI PRODOTTI DELLA LAVORAZIONE DI MINERALI NON METALLIFERI	141.850	5.938.996	269.871	91.720		21.972	-	1.737.253
24 METALLURGIA	444.531	18.611.605	2.380.083	242.713	52.018	45.252	-	1.323.093
25 FABBRICAZIONE DI PRODOTTI IN METALLO (ESCLUSI MACCHINARI E ATTREZZATURE)	59.103	2.474.535	246.432	39.166		215.286	-	129
26 FABBRICAZIONE DI COMPUTER E PRODOTTI DI ELETTRONICA E OTTICA; APPARECCHI ELETTRICOMEDICALI, APPARECCHI DI MISURAZIONE E DI OROLOGI	947	39.632	6.567	312		5.062	-	-
27 FABBRICAZIONE DI APPARECCHIATURE ELETTRICHE ED APPARECCHIATURE PER USO DOMESTICO NON ELETTRICHE	6.785	284.076	39.988	3.998		247	-	-
28 FABBRICAZIONE DI MACCHINARI ED APPARECCHIATURE NCA	25.797	1.080.083	101.909	16.583		69.780	-	63.360
30 FABBRICAZIONE DI ALTRI MEZZI DI TRASPORTO	479	20.065	1.379	200	7	8.053	-	-

FRIULI VENEZIA GIULIA	Consumi finali di energia							
Divisioni ATECO - MANIFATTURA	Consumi finali totali (tep)	Consumi finali totali (GJ)	Consumi finali energia elettrica (MWhe)	Consumi finali gas naturale (kSmc)	Calore derivato da cogenera zione (MWht)	Autotra zione (GJ)	Biomass e (t)	Altri fossili [GJ]
31 FABBRICAZIONE DI MOBILI	14.210	594.950	99.708	3.797	14.721	5.901	500	35.498
32 ALTRE INDUSTRIE MANIFATTURIERE	1.672	70.015	14.507	447		2.146	-	-
33 RIPARAZIONE, MANUTENZIONE ED INSTALLAZIONE DI MACCHINE ED APPARECCHIATURE	181	7.582	1.630	48		-	-	-
TOTALE	1.159.343	48.539.389	5.063.112	547.825	1.329.250	478.778	92.901	4.254.050

Il consumo di energia della manifattura si concentra nella provincia di Udine (71%), con una più bassa partecipazione di Pordenone (16%), Trieste (10%) e Gorizia (3%).

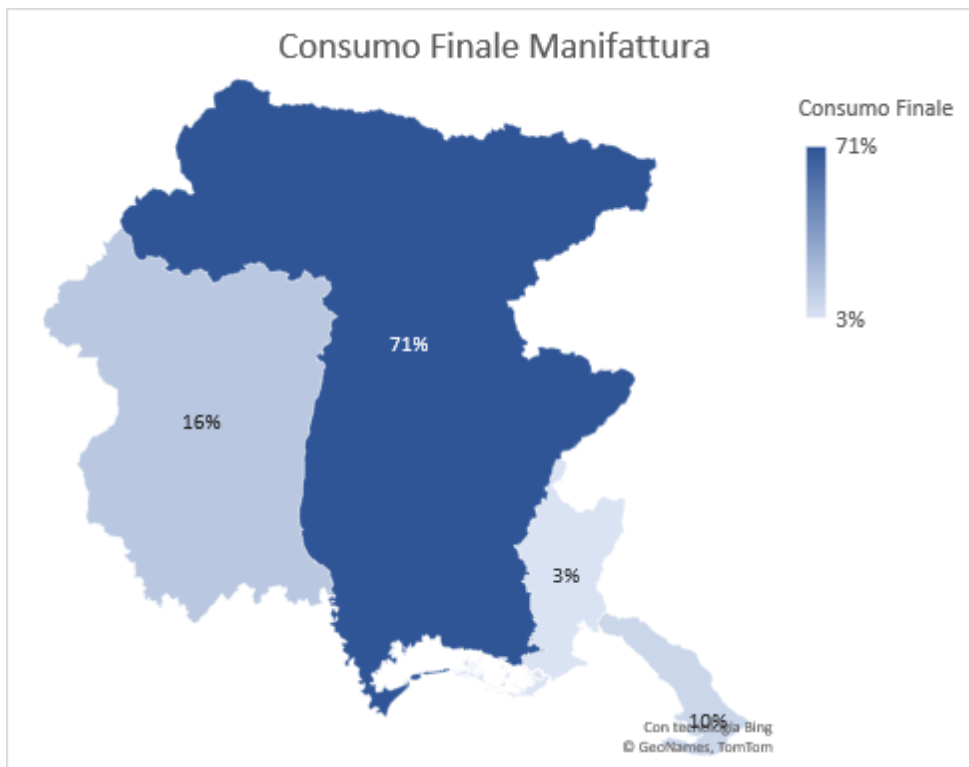


Figura 4.70 Distribuzione di consumo finale della manifattura per provincia.

Il consumo finale di energia per fonte si divide maggioritariamente e paritariamente tra consumo elettrico (38%) e di gas naturale (39%). Queste due fonti coprono il 77% dei consumi della manifattura. Il resto è calore (derivato generalmente di cogenerazioni) 10%, biomasse (3%), combustibile per autotrazione (1%) ed altri combustibili fossili (carbone, petcoke, rifiuti solidi) per un 9% del consumo totale.

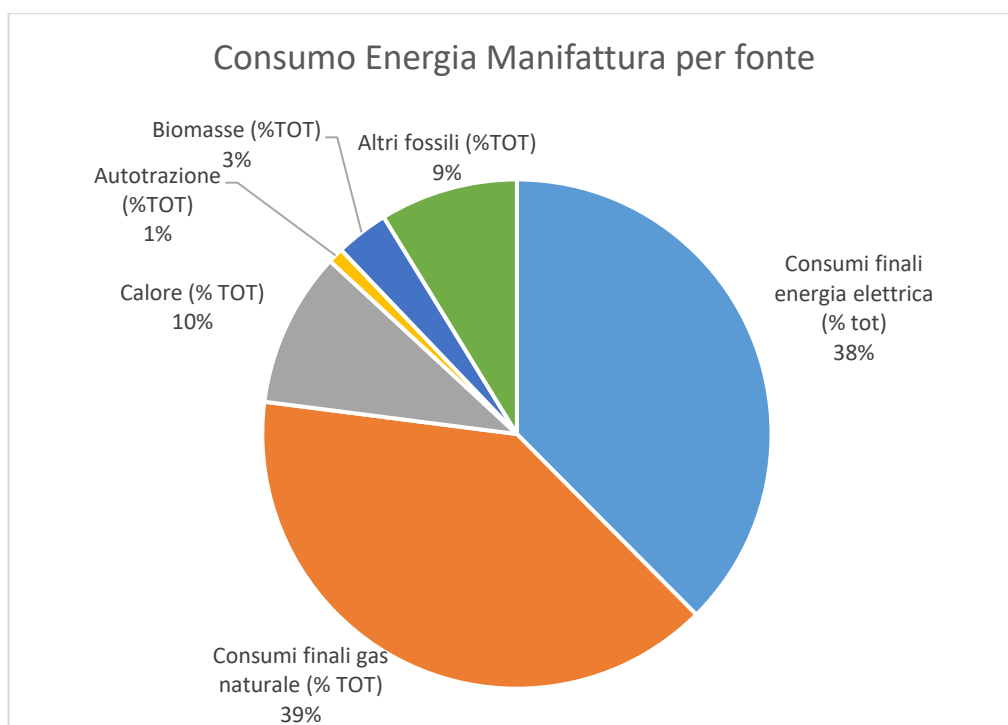


Figura 4.71 Distribuzione di consumo di energia per vettore energetico nella manifattura.

Una valutazione del consumo di energia per tipo d'industria mostra che la divisione "24 – Metallurgia" rappresenta il 38% dei consumi della manifattura. Altre divisioni con un peso relativo superiore al 5% dei consumi sono: "17 – Fabbricazione di carta e di prodotti di carta" (16%), "16 – Industria del legno e dei prodotti in legno e sughero (esclusi i mobili); fabbricazione di articoli in paglia e materiali da intreccio" (13%), e "23 - Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi" (12%).

1. ATECO 24 - Metallurgia (38%, particolarmente sottocategoria 24.10.00 Siderurgia - Fabbricazione di ferro, acciaio e ferroleghie (9 siti, 612 ktep primaria)
2. ATECO 17 – Industria Cartaria (16%), particolarmente sottocategoria 17.12.00 Fabbricazione di carta e cartone (7 siti, 215 ktep primaria)
3. ATECO 16 – Industria del Legno (13%), particolarmente sottocategoria 16.21.00 Fabbricazione di fogli da impiallacciatura e di pannelli a base di legno (4 siti, 190 ktep primaria)
4. ATECO 23 - Minerali Non Metalliferi (12%), fondamentalmente le sottocategorie 23.11.00/23.13.00 Fabbricazione di vetro piano/cavo (4 siti, 99 ktep) e 23.51.00 Produzione di cemento (2 siti, 52 ktep)

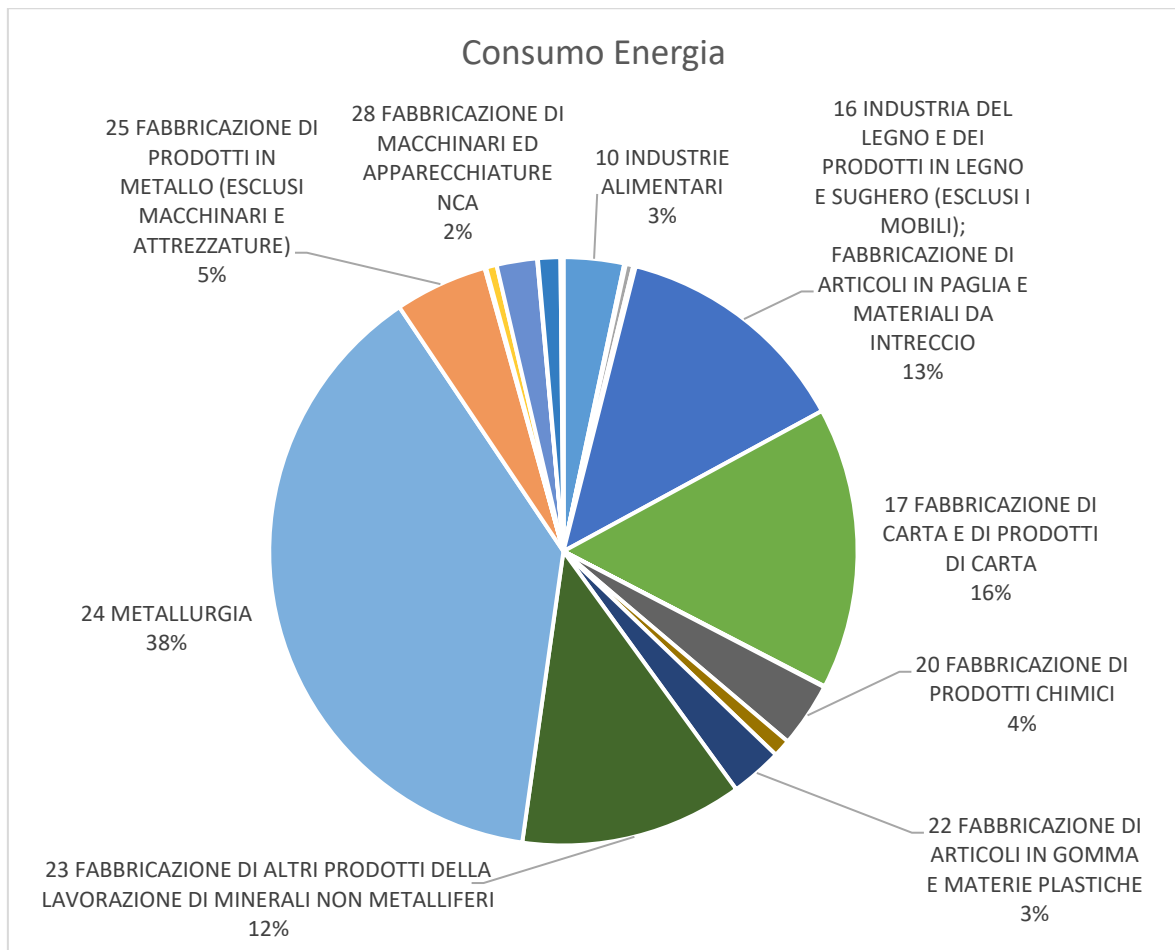


Figura 4.72 Distribuzione di consumo di energia finale per settore industriale della manifattura.

Si è analizzato ulteriormente il consumo settoriale in funzione del vettore energetico:

- Elettricità: Il 47% del consumo elettrico è dovuto alla metallurgia (fondamentalmente relativo al settore siderurgico con fusione ad arco elettrico). Altri settori con consumi superiori al 5% sono l'industria cartaria (13%) e l'industria del legno (9%). In una prospettiva di decarbonizzazione a lungo termine si deve considerare un aumento della quota dei consumi elettrici dovuto all'aumento dell'elettificazione degli usi finale dell'energia⁴⁷. Quindi è necessario accompagnare il percorso di transizione verso la decarbonizzazione al 2045 con elettricità sempre più carbon free supportando lo sviluppo delle fonti elettriche rinnovabili.
- Consumo di gas naturale: anche in questo caso il settore metallurgico concentra il 44% dei consumi di gas naturale (per processi di fusione, mantenimento e trattamento termico). Inoltre, è rilevante il consumo nelle industrie del vetro (gruppo ATECO 23.1-17%), carta (13%) e del legno (7%), che presentano alti consumi termici. Questi settori devono considerarsi tra i "hard-to-abate" (in termini di decarbonizzazione) d'importanza regionale. Altri alti consumi di gas naturale corrispondono alla fabbricazione di prodotti di metallo (ATECO 25, 7%) e alimentare (5%).
- Altri combustibili fossili: i consumi di combustibili solidi per usi termici ad alta temperatura si dividono tra i cementifici (petcoke 41%), la metallurgia (carboni 31%) e dei sottoprodotti dell'industria del legno (25%). Pertanto, anche l'industria del cemento dovrebbe essere considerata come settore "hard-to-abate" d'importanza regionale.

⁴⁷ MISE – Piano Piano Energia e Clima (PNIEC) 2019 [PNIEC_finale_17012020.pdf \(mise.gov.it\)](https://www.mise.gov.it/Portals/0/PNIEC_finale_17012020.pdf)

- Calore: la maggioranza del calore di cogenerazione che si consuma nella regione corrisponde all'industria cartaria 59%, mediante impianti interni ai siti produttivi. Il 15% corrisponde ad industrie chimiche e farmaceutiche collegate alla C.T. Torviscosa. Un 17% corrisponde a calore generato nel recupero di materiali dell'industria del legno.
- Biomasse: il 90% dei consumi di biomasse nella regione è dovuto all'uso di sottoprodotti dell'industria del legno.

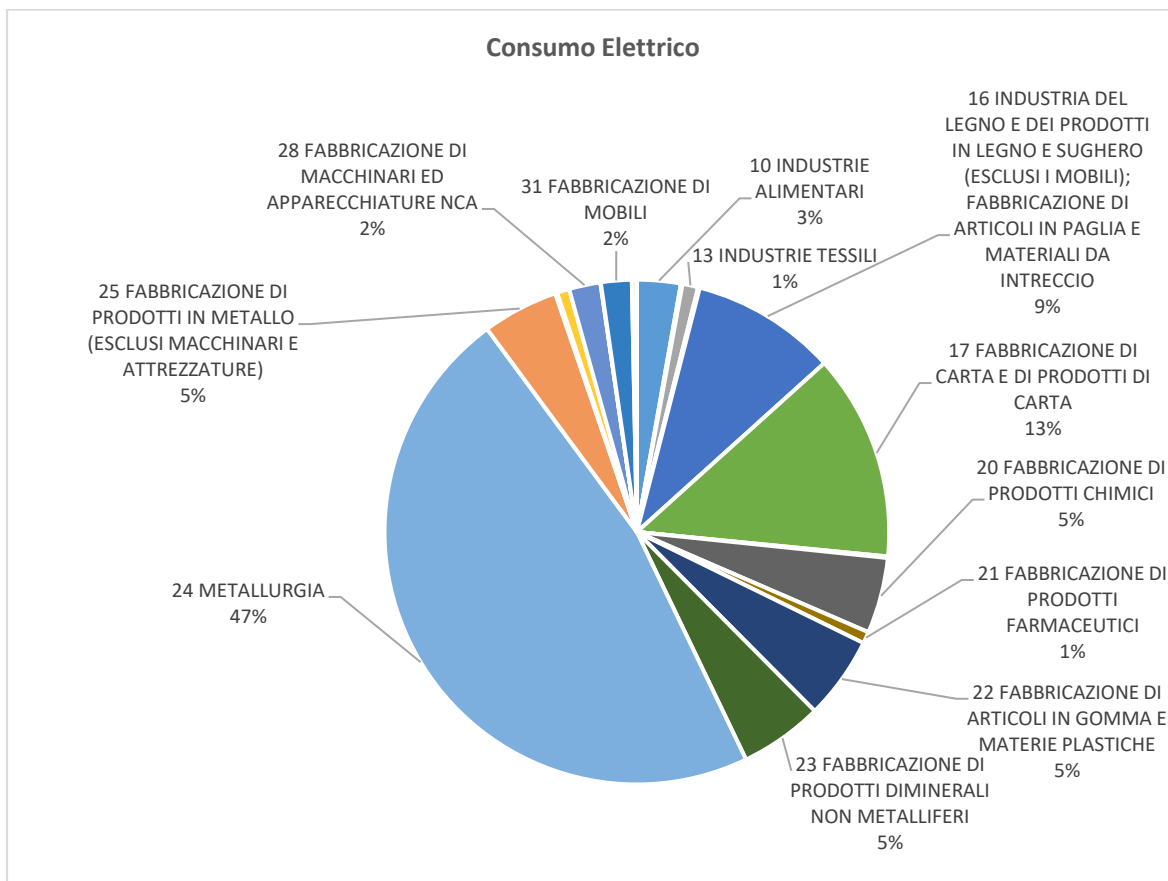


Figura 4.73 Distribuzione di consumo di energia elettrica per settore industriale della manifattura.

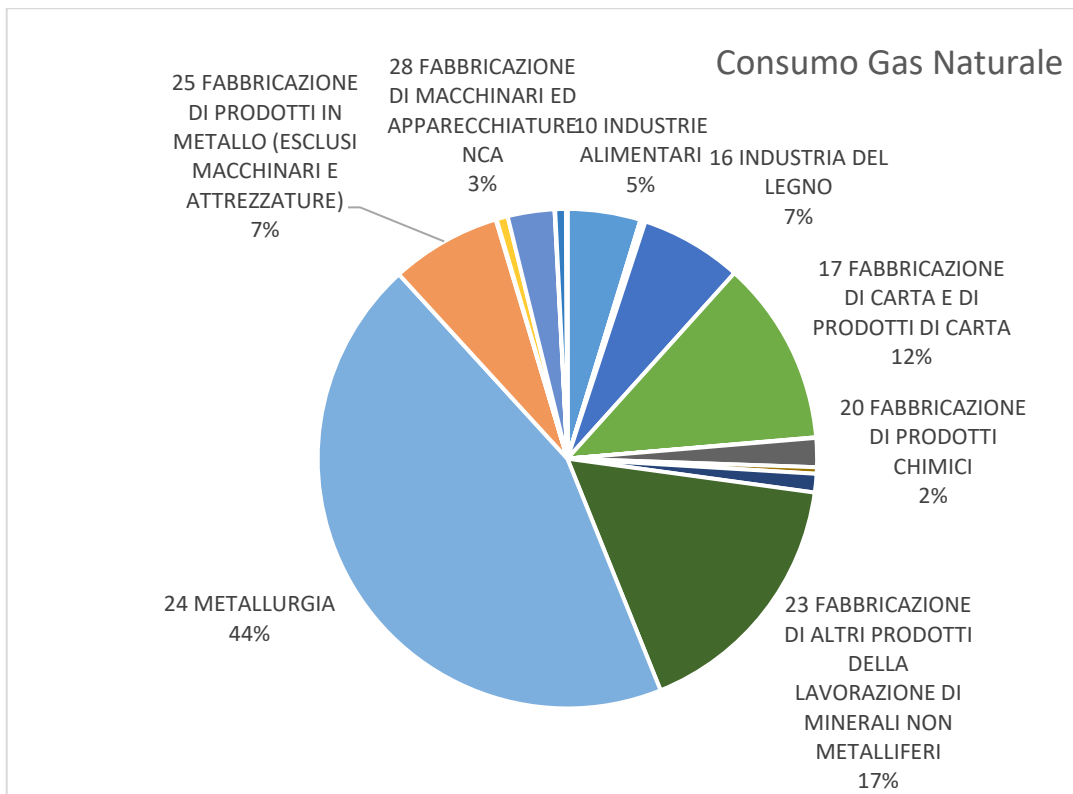


Figura 4.74 Distribuzione di consumo di gas naturale per settore industriale della manifattura.

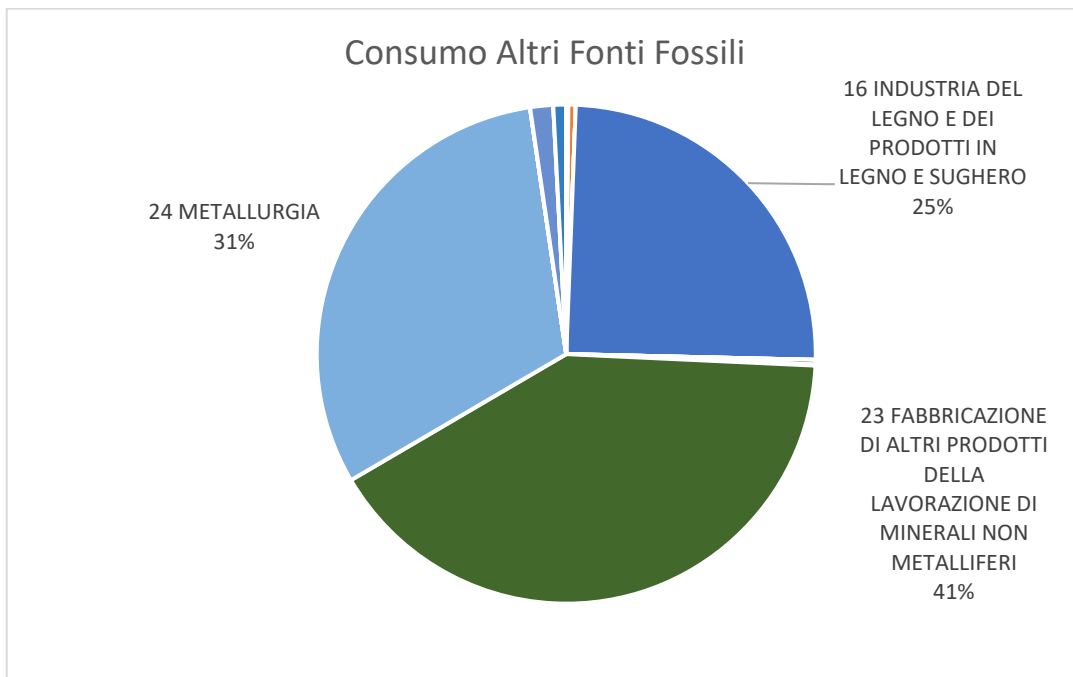


Figura 4.75 Distribuzione di consumo di energia di altri combustibili fossili per settore industriale della manifattura.

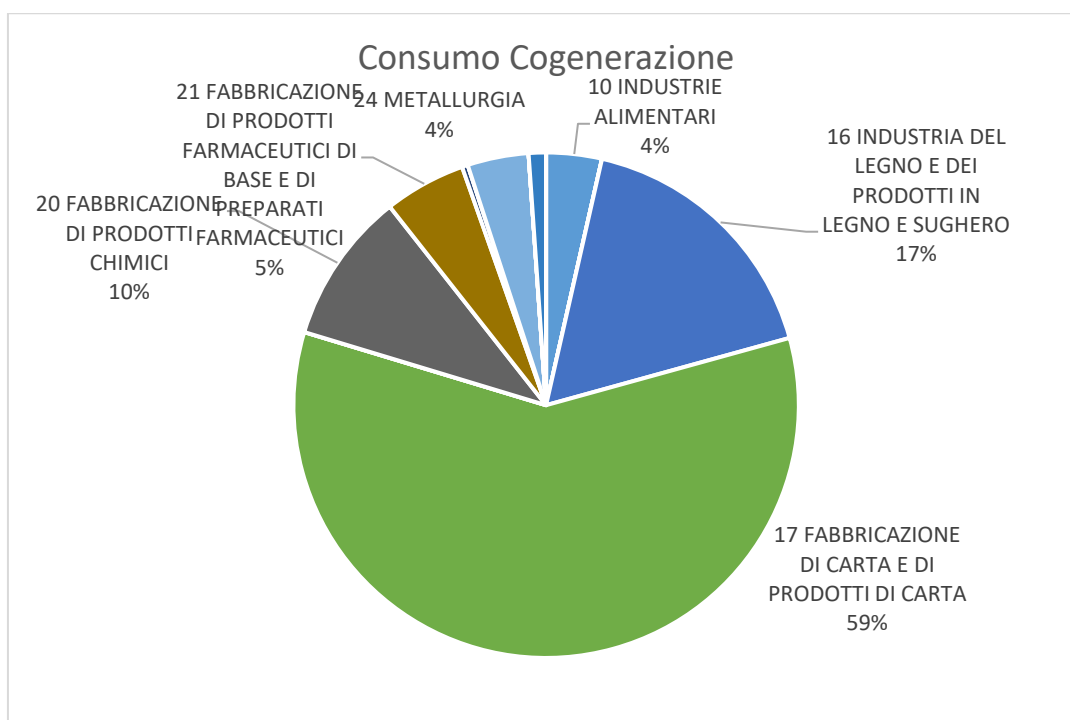


Figura 4.76 Distribuzione di consumo di calore derivato di cogenerazione per settore industriale della manifattura.

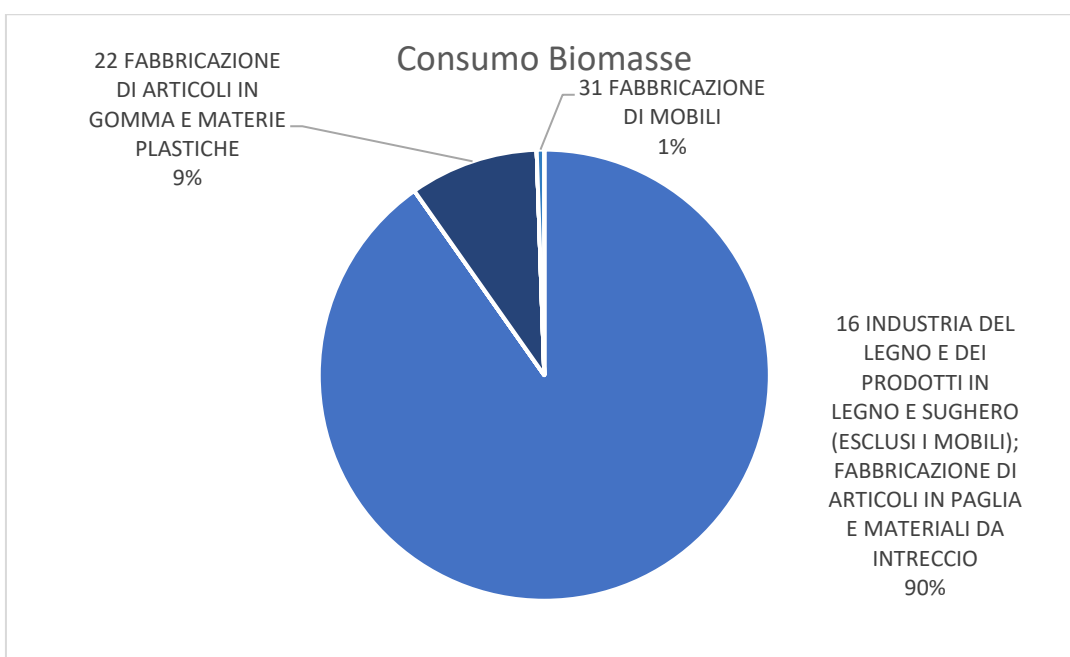


Figura 4.77 Distribuzione di consumo di energia da biomasse per settore industriale della manifattura.

Pertanto, si suggerisce di incentivare ed incrementare il processo di decarbonizzazione di cinque settori "hard-to-abate" d'interesse regionale:

1. Metallurgia (divisione ATECO 24), con particolare attenzione alla siderurgia;
2. Industria Cartaria (divisione ATECO 17);
3. Industria del Legno (divisione ATECO 16), con un approfondimento sugli usi energetici alternativi delle biomasse e di altri sottoprodotti dell'industria del legno;

4. Industria del Vetro (sottocategorie ATECO 23.11.00/23.13.00);
5. Industria del Cemento (sottocategoria ATECO 23.51.00).

4.3.2.4 **Misure di Efficienza Energetica a breve termine. Interventi effettuati e individuati**

I risparmi conseguiti e potenziali degli interventi effettuati e individuati sono indagati con riferimento alle diagnosi pervenute nei diversi anni del secondo ciclo d'obbligo, quindi 2019, 2020 e 2021. Come evidenziato nel Paragrafo 1, la quasi totalità delle diagnosi è stata inviata nel primo anno e quindi è relativa al 2018: chiaramente questo influenza la distribuzione annuale dei risparmi, concentrati di gran lunga nel 2018, in modo coerente con l'analisi dei consumi per cui si prende a riferimento questo anno.

La distribuzione dei risparmi conseguiti di energia primaria e finale è la seguente:

- Il risparmio conseguito di energia primaria è stato pari a 7.746 tep/anno nel 2018 e ha avuto un valore nullo negli anni successivi;
- Il risparmio conseguito di energia finale è stato pari a 14.032 tep/anno nel 2018, 17 tep/anno nel 2019 e 8 nel 2020.

In Tabella 4.54 è riportato il totale dei risparmi di energia primaria e finale per sezioni ATECO conseguiti nei 3 anni esaminati, indicando anche la quota dei risparmi rispetto ai rispettivi consumi settoriali. Il risparmio di energia primaria conseguito ha la quota più elevata nella sezione "ATECO C – Attività manifatturiere", che copre l'84% del totale. Il risparmio di energia primaria costituisce lo 0,2% dei consumi primari e l'indicatore assume il valore più elevato nella divisione "ATECO E – Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento" (7,1%). Le attività manifatturiere coprono la quasi totalità dei risparmi di energia finale conseguiti (99%). Rapportato ai consumi finali totali, il risparmio di energia finale è lo 0,5%, con il valore più elevato nella sezione "ATECO C – Attività manifatturiere" (1,2%). Tali informazioni sono in linea con il fatto che la maggioranza delle diagnosi è relativa all'ATECO C (60% del totale), con l'ATECO E in seconda posizione (10%). Questo posizionamento delle attività manifatturiere discende dalla loro importanza come dei consumi primari e finali, per i quali rappresentano rispettivamente il 58% e 50% del totale.

In Tabella 4.55 sono riportati i risparmi conseguiti di energia primaria e finale a livello provinciale. Come mostrato, la provincia di Udine risulta prevalente come risparmi conseguiti di energia primaria e finale: questo dato risulta in linea con la quota di questa provincia in termini sia di diagnosi che di consumi industriali. Coerentemente con la sua importanza in termini di consumi, la provincia di Gorizia si trova in seconda posizione come risparmio di energia primaria conseguito. Trieste risulta invece la prima provincia in termini di risparmio di energia finale, a causa dell'elevata intensità di risparmio un numero relativamente basso di interventi effettuati. La provincia di Pordenone presenta una quota di risparmi di energia primaria e finale pari a circa il 15% in entrambi i casi.

Tabella 4.54. N° interventi, risparmi conseguiti e risparmi conseguiti rispetto ai consumi.

		Risparmi conseguiti di energia primaria			Risparmi conseguiti di energia finale		
Sezioni ATECO		N° interventi	Risparmi di energia primaria (tep)	Risparmi conseguiti/Consumi di energia primaria	N° interventi	Risparmi di energia finale (tep)	Risparmi conseguiti/Consumi di energia finale
A	AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA						
B	ESTRAZIONE DI MINERALI DA CAVE E MINIERE						
C	ATTIVITÀ MANIFATTURIERE	15	6.484,8	0,4%	201	13.961,0	1,2%
D	FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA				3	0,1	0,0%
E	FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITÀ DI GESTIONE DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	3	1.260,9	7,1%	13	41,0	0,4%
F	COSTRUZIONI				1	0,4	0,0%
G	COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI				8	26,2	0,6%
H	TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO				3	7,9	0,0%
I	ATTIVITÀ DEI SERVIZI DI ALLOGGIO E DI RISTORAZIONE						
J	SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE				3		
K	ATTIVITÀ FINANZIARIE E ASSICURATIVE				2	2,9	0,3%
L	ATTIVITÀ IMMOBILIARI						
M	ATTIVITÀ PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE						
N	NOLEGGIO, AGENZIE DI VIAGGIO, SERVIZI DI SUPPORTO ALLE IMPRESE						
Q	SANITÀ E ASSISTENZA SOCIALE						
S	ALTRE ATTIVITÀ DI SERVIZI						
TOT		18	7.745,7	0,2%	234	14.039,6	0,5%

Tabella 4.55 Risparmi conseguiti di energia finale e primaria per provincia, valori totali e medi.

	Risparmio conseguiti di energia primaria			Risparmio conseguiti di energia finale		
	N° interventi	Risparmio totale (tep)	Risparmio medio (tep)	N° interventi	Risparmio totale (tep)	Risparmio medio (tep)
Gorizia	2	1.875,9	938,0	26	340,2	22,7
Pordenone	6	1.240,9	310,2	98	2.015,0	63,0
Trieste	1	100,0	100,0	13	6.012,7	601,3
Udine	9	4.528,9	647,0	97	5.671,8	128,9
Totale	18	7.745,7	553,3	234	14.039,6	139,0

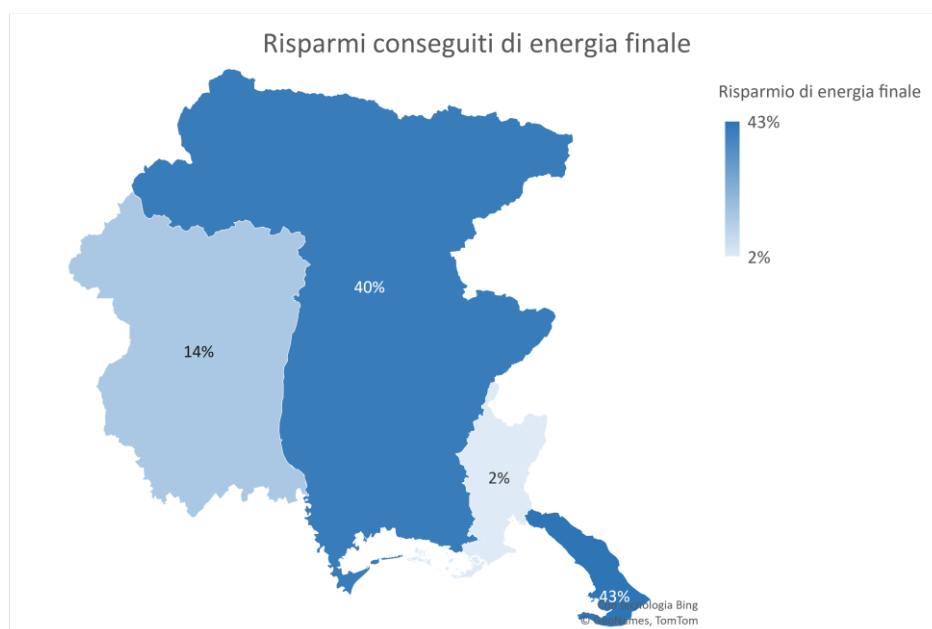
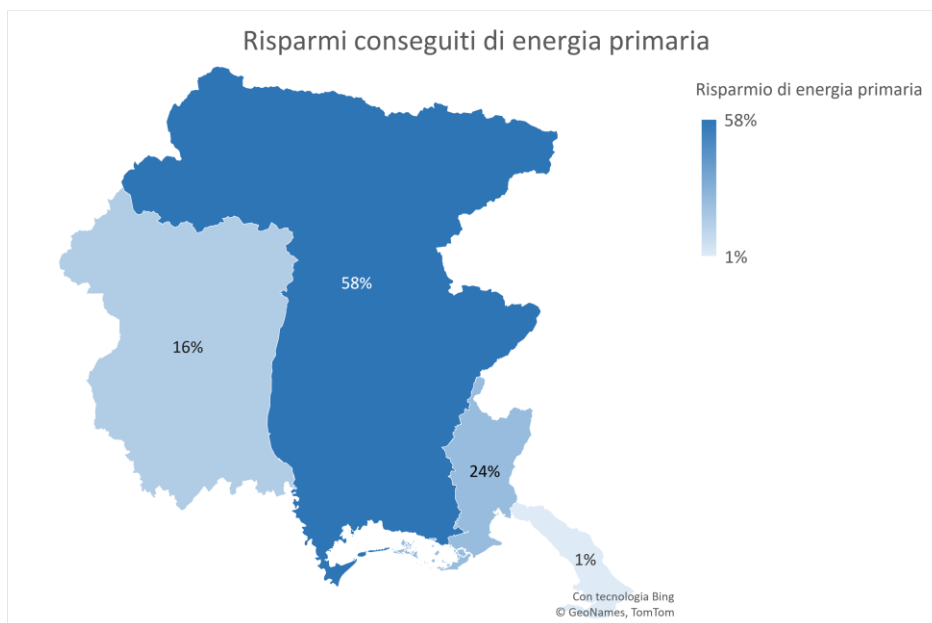


Figura 4.78 Distribuzione provinciale dei risparmi conseguiti di energia primaria e finale.

I risparmi potenziali sono associati agli interventi individuati in diagnosi energetica e come tali sono da intendersi come una soglia massima di risparmio annuale, in quanto non tutti gli interventi saranno implementati e la loro attuazione sarà dilazionata nel tempo.

La distribuzione dei risparmi potenziali sui tre anni relativi alle scadenze esaminate è coerente con il numero di diagnosi pervenute ad ENEA ed è la seguente:

- Il risparmio potenziale di energia primaria è stato pari a 40.947 tep/anno nel 2018, 1.038 tep/anno nel 2019 e 168 tep/anno nel 2020;
- Il risparmio potenziale di energia finale è stato pari a 21.439 tep/anno nel 2018, 270 tep/anno nel 2019 e 63 nel 2020.

In Tabella 4.56 è riportato il totale dei risparmi potenziali di energia primaria e finale per sezioni ATECO, indicando anche la quota dei risparmi rispetto ai rispettivi consumi settoriali. I risparmi di energia primaria e finale hanno la quota più elevata nell'ATECO C, con il 97% e 81% dei rispettivi risparmi totali. Il risparmio

di energia primaria potenziale rappresenta l'1,2% dei consumi primari totali, mentre quello di energia finale costituisce lo 0,7% dei consumi finali totali. Nelle Attività manifatturiere i valori dei due indicatori sono rispettivamente 2,4% e 1,5%.

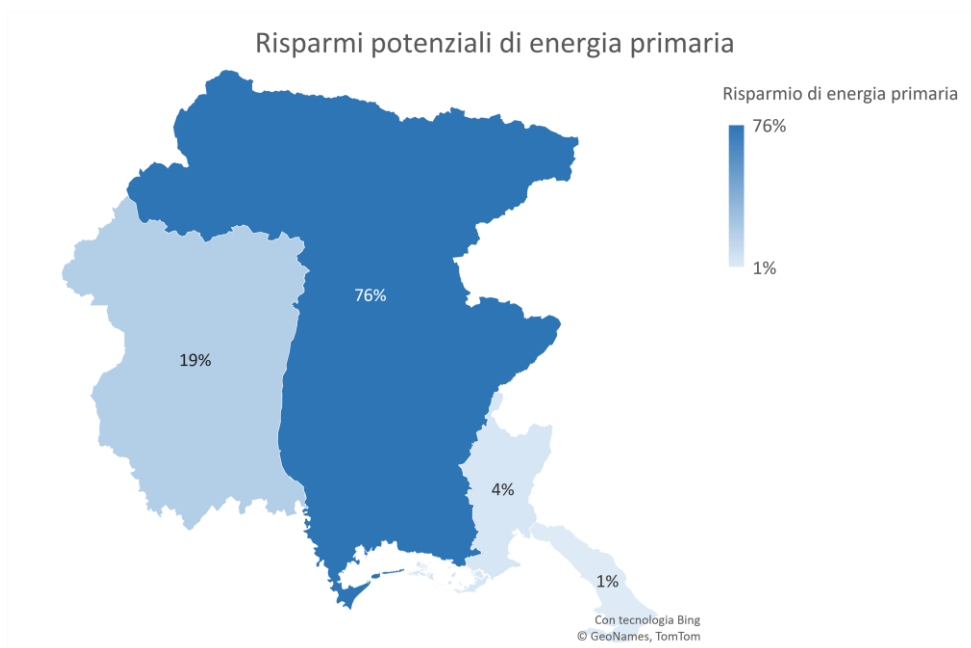
In Tabella 4.57 sono riportati i risparmi potenziali di energia primaria e finale a livello provinciale. La provincia di Udine risulta prevalente anche come risparmi potenziali, analogamente a quanto già osservato per i risparmi conseguiti. La seconda provincia per importanza dei risparmi di energia primaria è Pordenone, che si trova invece in terza posizione per i risparmi di energia finale, preceduta da Trieste. La provincia di Gorizia, pur essendo rilevante in termini di consumi industriali per la presenza della centrale termica, risulta associata ad una quota relativamente bassa di risparmio potenziale.

Tabella 4.56 N° interventi, e risparmi potenziali rispetto ai consumi.

		Risparmi potenziali di energia primaria			Risparmi potenziali di energia finale		
Sezione ATECO		N° interventi	Risparmi di energia primaria (tep)	Risparmi potenziali /Consumi di energia primaria	N° interventi	Risparmi di energia finale (tep)	Risparmi potenziali/Consumi di energia finale
A	AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA				3	5,6	6,9%
B	ESTRAZIONE DI MINERALI DA CAVE E MINIERE	1	33,0	6,7%	4	3,6	0,9%
C	ATTIVITÀ MANIFATTURIERE	132	40.883,1	2,4%	777	17.635,4	1,5%
D	FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA				3	13,9	0,0%
E	FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITÀ DI GESTIONE DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	15	386,0	2,2%	115	831,9	8,1%
F	COSTRUZIONI	1	7,9	0,4%	3	1,1	0,1%
G	COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI	13	324,7	4,1%	56	222,1	5,3%
H	TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO	7	39,0	0,1%	53	2.606,4	8,3%
I	ATTIVITÀ DEI SERVIZI DI ALLOGGIO E DI RISTORAZIONE	1	4,2	1,0%	9	8,0x\x\x\x	3,7%
J	SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE	1	-		3	-	
K	ATTIVITÀ FINANZIARIE E ASSICURATIVE	1	189,4	10,2%	22	96,2	9,1%
L	ATTIVITÀ IMMOBILIARI	1	182,5	5,0%	23	166,2	7,8%
M	ATTIVITÀ PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE	1	51,3	27,3%	5	7,2	6,9%
N	NOLEGGIO, AGENZIE DI VIAGGIO, SERVIZI DI SUPPORTO ALLE IMPRESE	3	46,7	1,1%	17	100,3	2,6%
Q	SANITÀ E ASSISTENZA SOCIALE				9	34,7	3,9%
S	ALTRE ATTIVITÀ DI SERVIZI	1	5,8	0,4%	13	38,8	2,9%
TOT		178	42.153,6	1,2%	1.115	21.771,4	0,7%

Tabella 4.57 Risparmi potenziali di energia finale e primaria per provincia, valori totali e medi.

	Risparmio potenziale di energia primaria			Risparmio potenziale di energia finale		
	N° interventi	Risparmio totale (tep)	Risparmio medio (tep)	N° interventi	Risparmio totale (tep)	Risparmio medio (tep)
Gorizia	21	1.674,1	88,1	111	768,5	8,5
Pordenone	62	8.022,0	178,3	458	2.683,1	9,6
Trieste	7	241,5	48,3	70	3.295,0	52,3
Udine	88	32.216,0	423,9	476	15.024,8	40,7
Totale	178	42.153,6	290,7	1.115	21.771,4	27,1



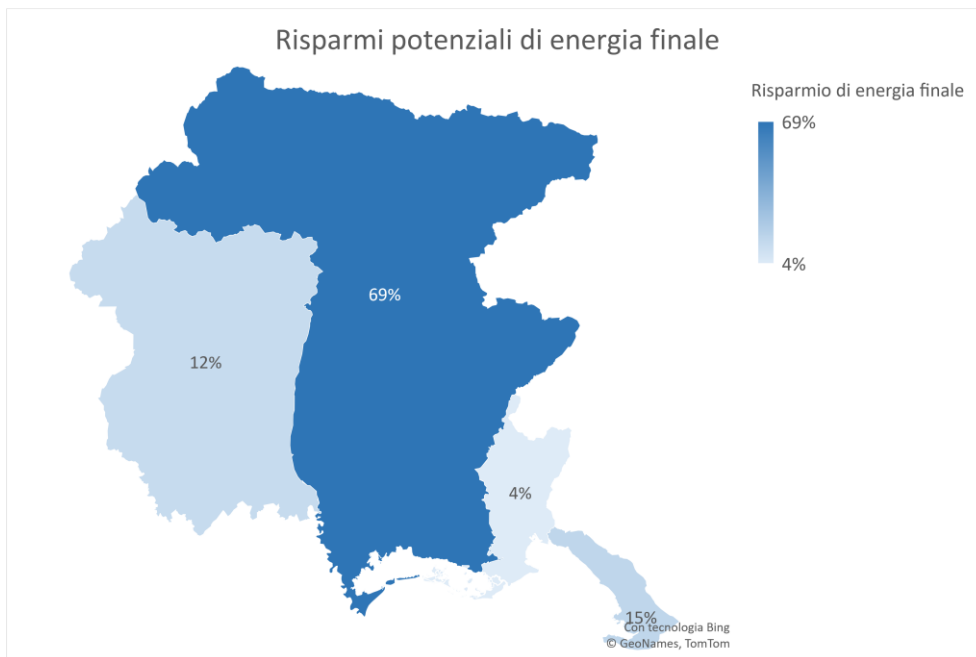


Figura 4.79 Distribuzione provinciale dei risparmi potenziali di energia primaria e finale.

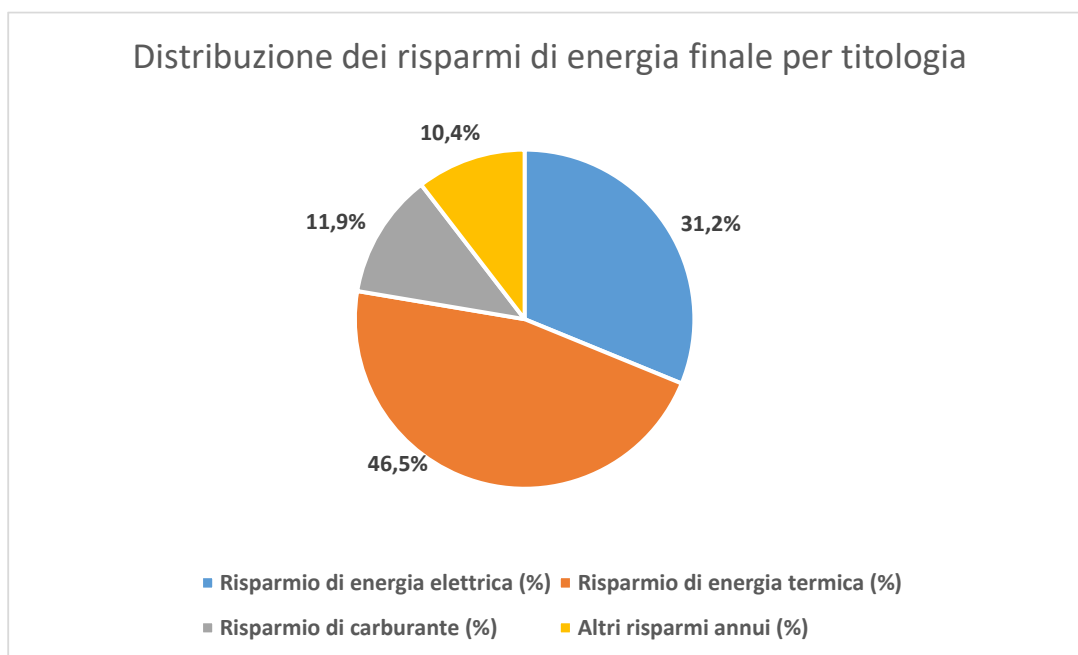


Figura 4.80 Distribuzione del risparmio potenziale di energia finale per tipologia.

In Tabella 4.58 viene mostrata la distribuzione del risparmio potenziale per tipologia di vettore energetico: si osserva una prevalenza del risparmio di energia termica, costituito per la maggioranza da risparmio di gas naturale. Ciò è coerente con il fatto che il gas naturale costituisce il 46% dei consumi finali di energia. L'energia elettrica rappresenta quasi un terzo del risparmio potenziale di energia finale, a fronte di una quota di consumo pari al 20%. Il risparmio di carburante è pari al 12% e un ulteriore 10% è riconducibile ad altri risparmi, che sono una categoria composta in maggioranza da interventi che generano sia risparmi elettrici che termici non disaggregabili sulla base delle informazioni riportate in diagnosi.

Tabella 4.58 Risparmi potenziali di energia finale e primaria, Costo efficacia e Tempo di ritorno semplice per area di intervento.

	N° interventi	Risparmio di energia finale totale (tep)	Risparmio di energia finale medio (tep/intervento)	Costo efficacia (Euro/tep)	TR (anni)
Altro	4	104,5	34,8	10.978,2	7,9
Aria compressa	145	1.272,8	11,3	3.940,6	2,5
Aspirazione	31	152,8	6,6	6.080,0	3,4
Centrale termica/Recuperi termici	57	2.975,0	66,1	3.585,6	4,4
Climatizzazione	26	334,6	14,5	12.024,2	6,8
Freddo di processo	29	449,0	16,6	7.202,8	4,3
Generale	259	8.031,0	58,2	2.904,1	1,2
Illuminazione	250	1.918,8	8,9	8.665,3	4,4
Impianti elettrici	92	424,3	7,4	11.282,7	4,7
Involucro edilizio	21	90,6	6,0	23.272,9	17,9
Linee produttive	62	2.991,9	66,5	5.192,1	4,7
Motori elettrici/Inverter	116	403,7	4,9	5.664,1	2,8
Rifasamento	16	26,0	2,6	7.869,0	4,1
Trasporti	7	2.596,3	519,3	30.713,3	12,8

	N° interventi	Risparmio di energia primaria (tep)	Risparmio di energia primaria medio (tep/intervento)	Costo efficacia (Euro/tep)	TR (anni)
Cogenerazione/Trigenerazione	50	36.582,7	988,7	4.430,7	5,5
Produzione da fonti rinnovabili	128	5.570,9	51,6	5.947,0	8,0

La Tabella 4.58 riporta il risparmio di energia finale totale e medio per le diverse aree di intervento, indicando il numero di interventi con informazioni. Sono inoltre forniti il costo efficacia e il tempo di ritorno medio, non attualizzato e calcolato in assenza di incentivi: tali informazioni sono riprese anche nel diagramma a bolle in Figura 4.81, dove il costo efficacia rappresenta la dimensione della bolla.

L'area con maggiore risparmio totale è l'area di intervento Generale, che include una vasta gamma di interventi di tipo non strettamente tecnico, come ad esempio l'adozione di una certificazione ISO 50001, l'introduzione o il miglioramento di un sistema di monitoraggio dei consumi energetici, la formazione ai dipendenti sui temi di efficienza energetica. È importante sottolineare come interventi relativi al sistema di monitoraggio oltre a generare dei risparmi consentono di meglio individuare e pianificare interventi tecnici, mettendo a disposizione informazioni sul consumo delle diverse aree funzionali. Anche le aree Centrale termica/Recuperi termici e Linee produttive sono associate a elevati risparmi; Aria compressa e Illuminazione, aree più trasversali a diversi settori ATECO, presentano risparmi totali ancora abbastanza elevati, a fronte però di risparmi medi per intervento inferiori.

Come mostrato anche in Figura 4.81, l'area Generale ha un buon posizionamento come costo efficacia e anche come tempo di ritorno, di poco superiore a un anno, e investimento, relativamente basso. Anche l'area Centrale termica/Recuperi Termici ha un buon costo efficacia, a fronte però di tempo di ritorno e

investimento più elevati. Anche le aree Aria compressa e Motori elettrici/inverter forniscono soluzioni di investimento interessanti.

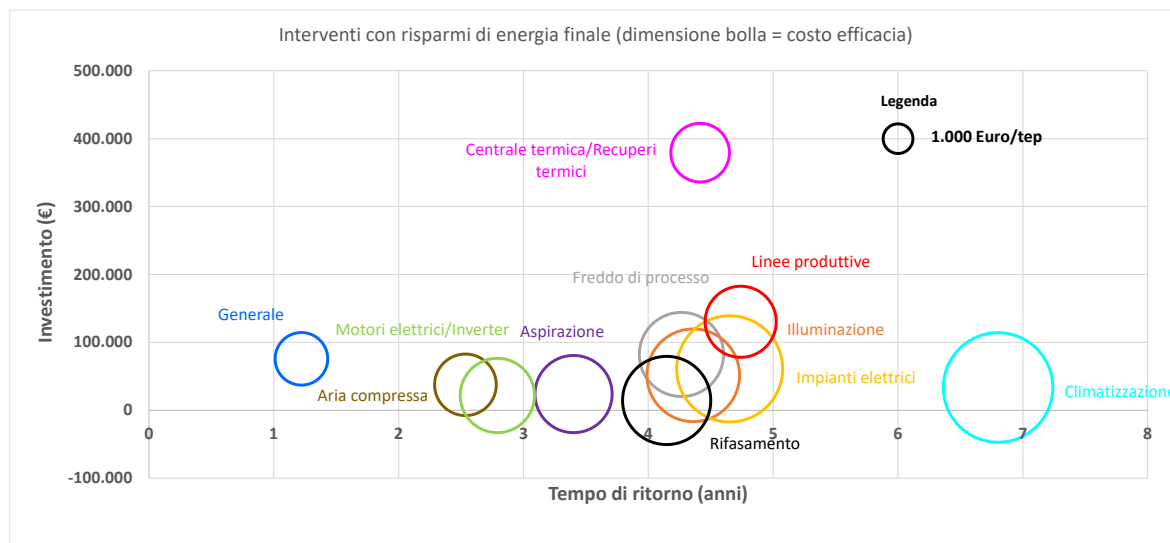


Figura 4.81 Costo efficacia, investimento e tempo di ritorno medi per area.

In Figura 4.82 vengono rappresentati gli interventi individuati con risparmi di energia finale e con informazioni relative al tempo di ritorno (96% del totale, 1.074 interventi). In termini di risparmio, risulta prevalente la classe intermedia con tempo di ritorno tra 3 e 5 anni, rappresentativa di circa metà del risparmio totale; la seconda classe per entità dei risparmi potenziali è quella con tempo di ritorno tra 5 e 10 anni (19% del totale). Come numero di interventi essa è in seconda posizione (20% del totale), preceduta dalla classe con tempo di ritorno inferiore a un anno (29%).

Come indicato in Figura 4.82, la realizzazione degli interventi individuati con tempo di ritorno fino a 3 anni (579 interventi) implicherebbe il conseguimento del 31% del risparmio annuo di energia finale (6,6 ktep/anno), a fronte di un investimento complessivo pari a circa 16,6 milioni di Euro (18% degli investimenti totali). Realizzando gli interventi individuati con tempo di ritorno fino a 5 anni (217 interventi aggiuntivi) si arriverebbe circa l'80% del risparmio totale (16,9 ktep/anno), a fronte di un investimento pari a 46,8 milioni di euro (52% del totale).

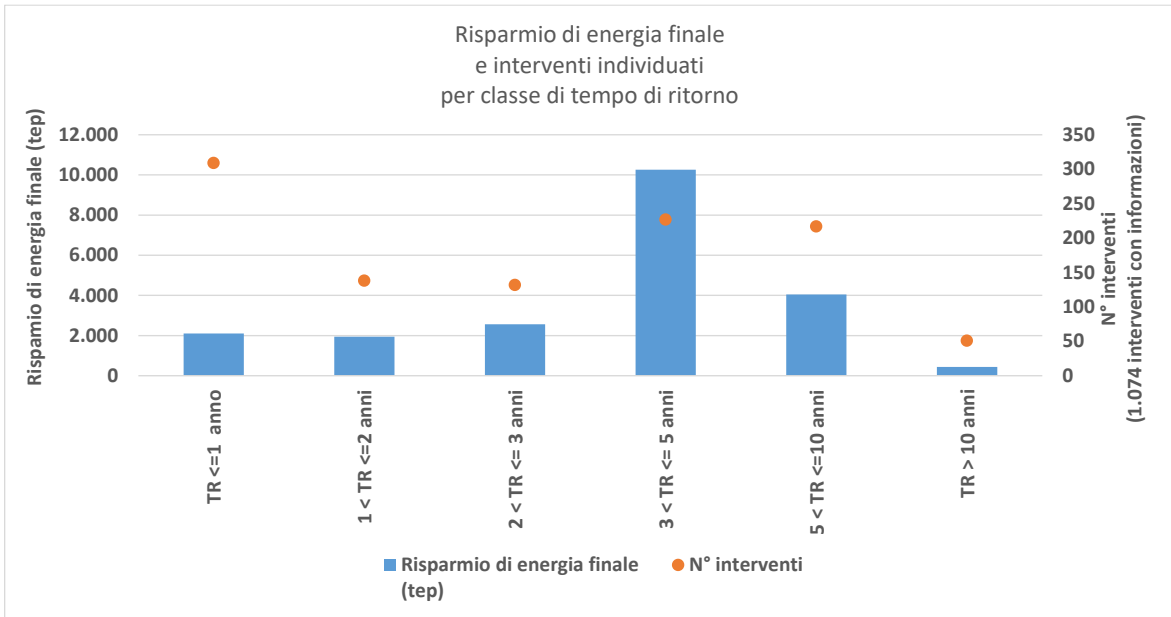


Figura 4.82 Numero di interventi individuati e risparmio di energia finale per classe di tempo di ritorno.

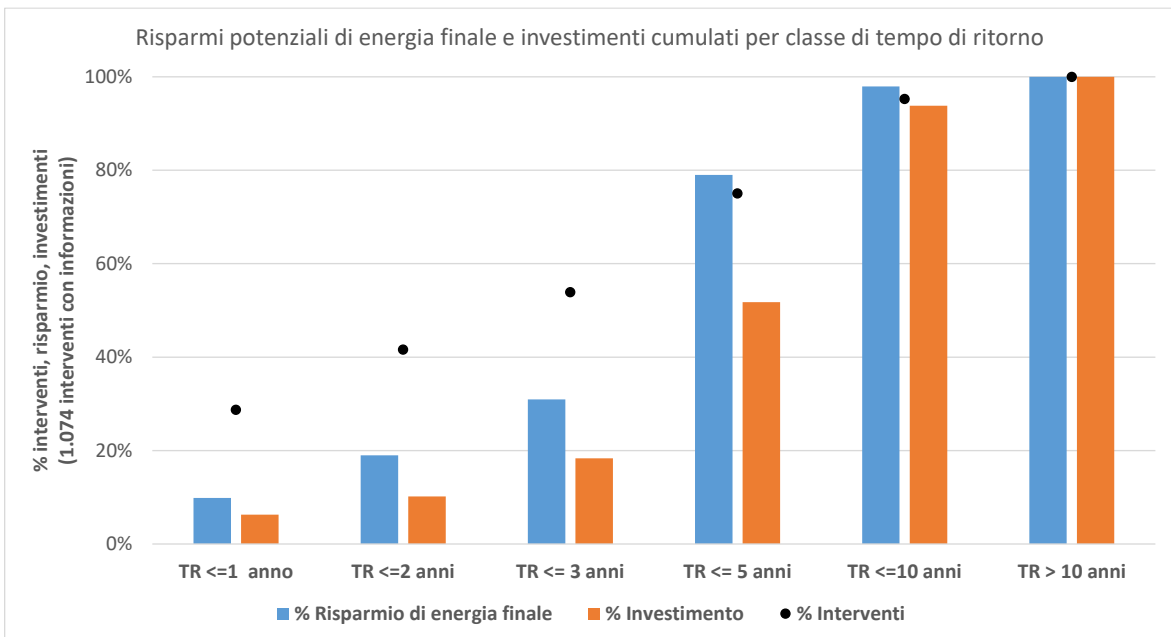


Figura 4.83 Distribuzione cumulata di risparmi potenziali di energia finale e investimenti per classe di tempo di ritorno.

In Figura 4.82 e Figura 4.83 sono rappresentati gli interventi individuati inclusi nelle aree Cogenerazione/Trigenerazione e Produzione da fonti rinnovabili. Queste aree, associate a risparmi di energia primaria, sono caratterizzate da tempi di ritorno relativamente più lunghi rispetto al mix di interventi delle altre aree, come mostrato anche in Figura 4.84. L'analisi per classi di tempo di ritorno mostra infatti una netta prevalenza della classe con tempo di ritorno tra 5 e 10 anni, rappresentativa del 59% risparmio e del 63% degli interventi, Figura 4.82.

La Figura 4.85 mostra che gli interventi individuati con tempo di ritorno fino a 3 anni consentirebbero di raggiungere una quota di risparmio relativamente bassa (14%). Con l'aggiunta degli interventi con tempo di ritorno inferiore a 5 anni si raggiungerebbe il 38% del risparmio annuo di energia finale (13,9 ktep/anno), a fronte di un investimento complessivo pari a circa 31,6 milioni di Euro (35% degli investimenti totali).

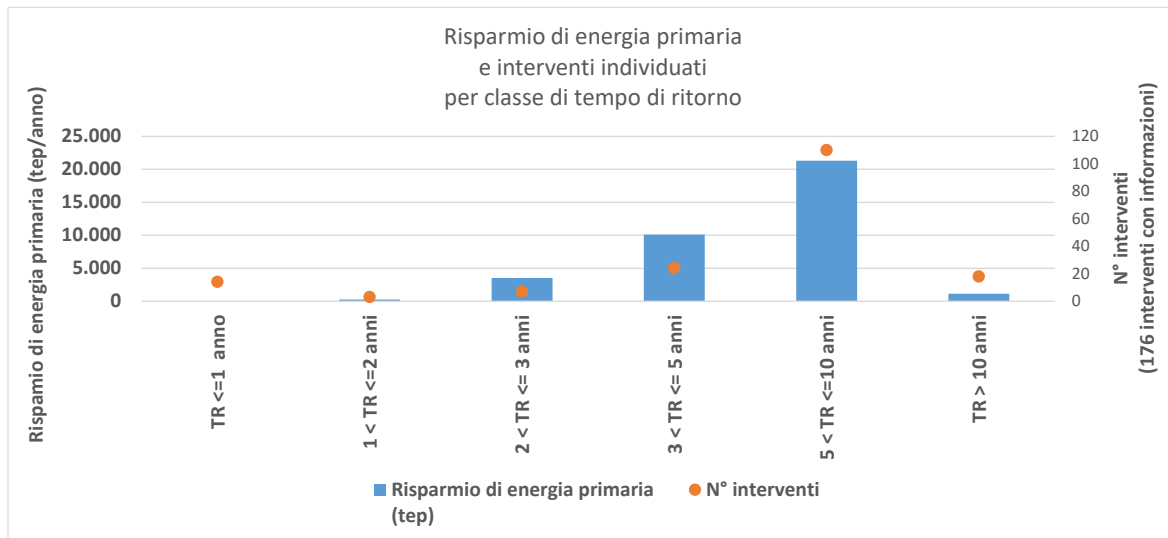


Figura 4.84 Numero di interventi individuati e risparmio di energia primaria per classe di tempo di ritorno.

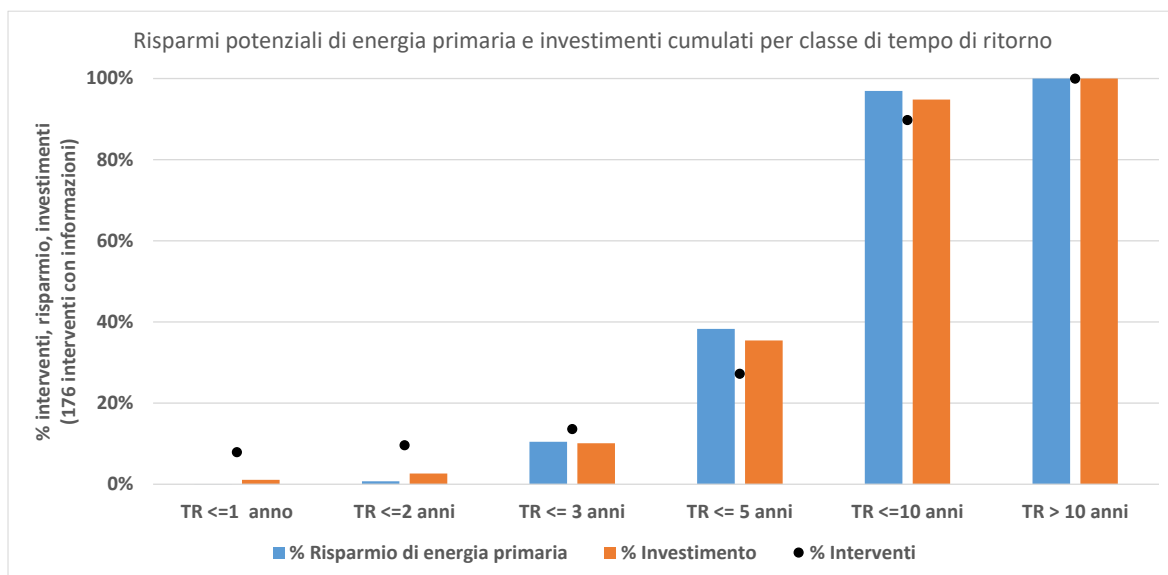


Figura 4.85 Distribuzione cumulata di risparmi potenziali di energia primaria e investimenti per classe di tempo di ritorno.

4.3.3 Efficienza energetica nel settore dei trasporti

In questo paragrafo vengono analizzati i consumi energetici del settore dei trasporti⁴⁸ in Friuli Venezia Giulia fino al 2019, ultimo anno utile del Bilancio Energetico Regionale prima degli effetti del lock down, che si sono prolungati fino a parte del 2022. I consumi di questo settore hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al 2010, imputabile prevalentemente al trasporto su strada, che rappresenta il 94% dei consumi, in linea con il quadro nazionale (Figura 4.86).

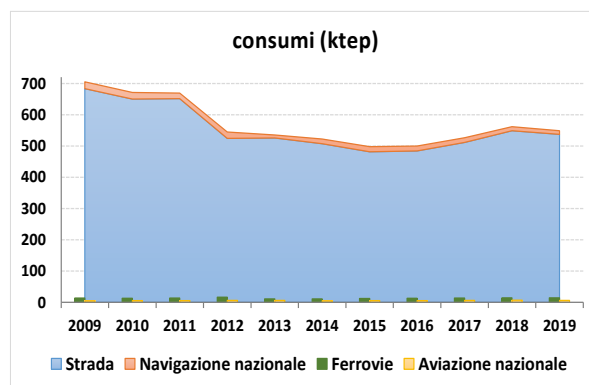


Figura 4.86 Consumi energetici per modo di trasporto.

Utilizzando l'Inventario Regionale delle emissioni di CO₂⁴⁹, i dati di traffico ferroviario forniti da RFI⁵⁰ e i dati pubblicati dall'Autorità di Sistema Portuale del Mar Mediterraneo Orientale⁵¹, è possibile stimare l'incidenza della mobilità passeggeri sui consumi totali, pari al 71% (Figura 4.87), anche questo dato in linea con i valori nazionali (70%), come lo è la predominanza dei carburanti di origine fossile, pari a più del 94% (Figura 4.88).

⁴⁸ I consumi finali considerati sono per la trazione, sono quindi esclusi i consumi delle condotte e degli altri usi.

⁴⁹ ISPRA, Inventario provinciale delle emissioni in atmosfera, disponibile al seguente [link](#)

⁵⁰ Grazie ai dati dei treni-km merci è stato possibile disaggregare i consumi ferroviari tra passeggeri e merci, utilizzando i consumi specifici pubblicati da Ferrovie dello Stato

⁵¹ Viler M., Balzano F., "Sostenibilità Ambientale ed Efficienza Energetica nei porti di Trieste e Monfalcone", European Mobility Week 22/09/2020, disponibile al seguente [link](#)

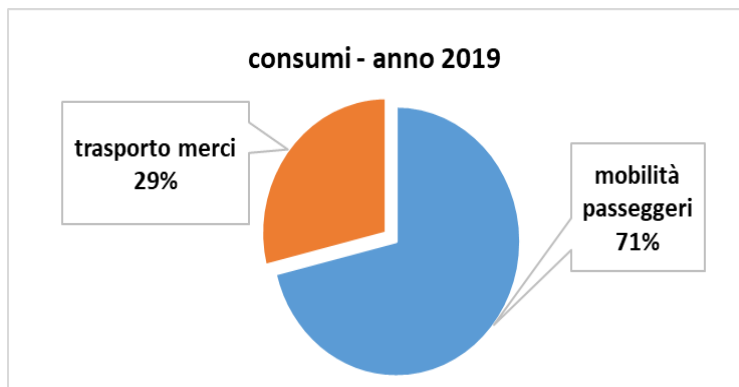


Figura 4.87 Consumi disaggregati tra mobilità passeggeri e trasporto merci.

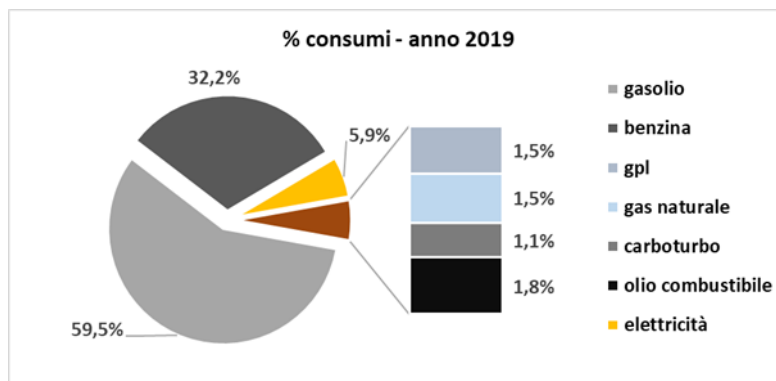


Figura 4.88 Consumi disaggregati per fonte energetica.

Il problema di decarbonizzazione dei trasporti è quindi principalmente relativo ai trasporti stradali, e in prima battuta alla mobilità privata.

Nei sottoparagrafi che seguono verranno analizzati in dettaglio i consumi della mobilità passeggeri e del trasporto merci, e verranno illustrate brevemente le politiche regionali settoriali che hanno efficacia nel ridurre i consumi energetici e migliorare l'efficienza dei trasporti.

4.3.3.1 **Mobilità passeggeri**

I consumi legati alla mobilità passeggeri possono essere disaggregati per modalità, per ambito territoriale (urbano, extraurbano), e distinti tra mobilità privata – autovetture, motorini e moto - e servizi di trasporto collettivi (Figura 4.89).

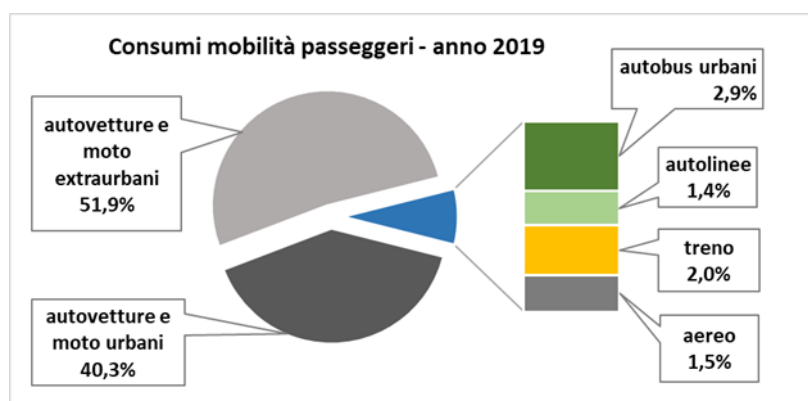


Figura 4.89 Stima delle quote di consumo per segmento di domanda.

Il predominio dell'uso dell'autovettura privata costituisce una grossa inefficienza a livello di consumi unitari (tep/passeggero-km) per il basso rendimento dei motori a combustione interna delle autovetture – attualmente la quasi totalità del parco regionale - rispetto agli autobus e soprattutto al treno, e per il basso tasso di occupazione dell'auto (dato nazionale) rispetto a mezzi di trasporto collettivi. L'inefficienza diventa ancora più grave in ambito urbano perché il rendimento a basse velocità peggiora e il tasso di occupazione medio scende.

Tracciare un quadro dettagliato di dove, come e perché ci si sposta nel FVG non è possibile per mancanza di dati. Si può dire che sulla base dello studio condotto dal FS Research Centre del Gruppo Ferrovie dello Stato Italiane pubblicato nel report trimestrale sulla mobilità degli italiani⁵² del primo trimestre 2023 del MIT, risulta che per il FVG più della metà degli spostamenti di un giorno medio⁵³ nel 2019 sono stati interni alle provincie, e che il numero di spostamenti medi pro-capite al giorno della regione è pari al 2,54 a marzo 2023, in linea con la media nazionale. La percorrenza media a spostamento è data solo a livello nazionale, ed è pari circa a 18 km.

Inoltre, gli spostamenti sistematici, cioè per motivi di studio o lavoro, rilevati dall'ISTAT⁵⁴ sono per l'80% all'interno della regione nel 2019. In particolare, l'area di Trieste ha l'indice di autocontenimento (la quota di residenti che lavorano o studiano nel proprio comune) più alto, come risulta anche nella scheda dei dati statistici per il territorio 2016⁵⁵ relativa al **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** 2015, che scende a livello comunale.

Gli abitanti del FVG che si spostano per lavoro⁵⁶ prediligono l'auto privata (71,1 intervistati su 100 persone con le stesse caratteristiche), e lo fanno per compiere spostamenti prevalentemente sotto i 15 minuti. Solo 4 intervistati su 100 persone con stesse caratteristiche usano la bicicletta per andare al lavoro. I servizi di TPL (compresi servizi extraurbani in pullman e treno) sono, invece, utilizzati da più della

⁵² MIT, "Osservatorio sulle tendenze della mobilità di passeggeri e merci (I trimestre 2023)", Maggio 2023, disponibile al seguente [link](#)

⁵³ Lo studio ricostruisce la matrice origine-destinazione degli spostamenti sopra gli 800 metri sulla popolazione utilizzando i dati di telefonia mobile

⁵⁴ ISTAT, "Popolazione Insistente per studio e lavoro nel 2019", 26/09/2022, disponibile al seguente [link](#)

⁵⁵ ISTAT, "DATI STATISICI PER IL TERRITORIO – Regione Friuli Venezia Giulia", Maggio 2020, disponibile al seguente [link](#)

⁵⁶ Dati disponibili al seguente [link](#)

metà di chi si sposta per andare a scuola o all'università⁵⁷. Inoltre, per questo tipo di spostamento, 8,6 su 100 studenti usano la bici.

MOBILITÀ PRIVATA MOTORIZZATA

Andando ad analizzare il parco delle autovetture del FVG, si nota prima di tutto che il tasso di motorizzazione della regione al 2022 è pari a 702 autovetture ogni mille abitanti, più alto di quello nazionale (637)⁵⁸. Se si scende a livello dei capoluoghi, si nota che il comune di Trieste è particolarmente virtuoso, con un tasso di autovetture per mille abitanti tra i più bassi di Italia, ma con l'indice del potenziale inquinante delle autovetture circolanti, misurato dall'ISTAT, più alto della media dei capoluoghi italiani (Tabella 4.59).

Tabella 4.59 Tasso di motorizzazione per comune indice del potenziale inquinante delle autovetture circolanti per provincia.

Comuni	Autovetture per mille abitanti	Autovetture ad alto/medio potenziale inquinante per 100 autovetture a medio/basso potenziale inquinante
Pordenone	723	112,1
Udine	697	117,2
Gorizia	708	126,0
Trieste	568	122,5
Media nazionale sui Comuni Capoluogo	637	116,1

Dai dati ACI⁵⁹ si può vedere che l'alimentazione è prevalentemente a benzina e gasolio, con una minore presenza di auto a gas rispetto al dato nazionale. Le ibride sono per la maggior parte ibride a benzina, e la quota delle autovetture elettriche è solo dello 0,3% (Figura 4.90). Le auto con standard emissivo precedente all'Euro 4 sono il 25%, contro il 28% nazionale, il rinnovo – calcolato come rapporto tra nuove immatricolazioni e parco - al 2019 non superava il 4,5%.

⁵⁷ Dati disponibili al seguente [link](#)

⁵⁸ ISTAT, "Ambiente Urbano - Anno 2022", 07/12/2023, disponibile al seguente [link](#)

⁵⁹ ACI, "Annuario Statistico", vari anni, disponibile al seguente [link](#)

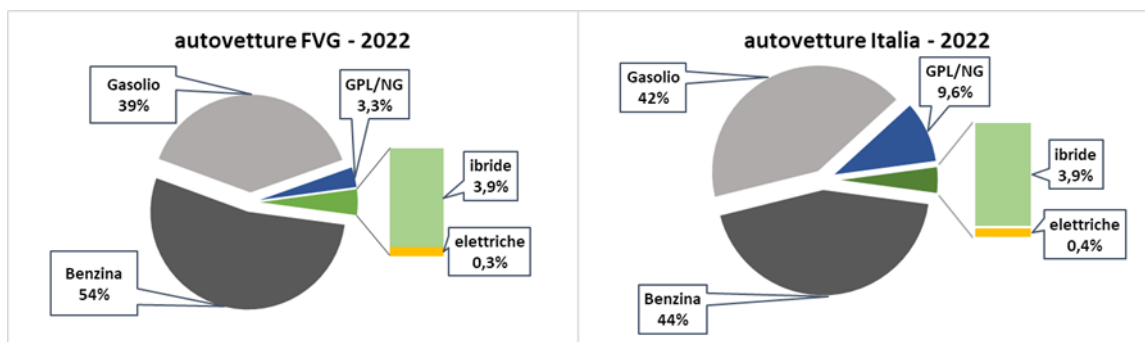


Figura 4.90 Ripartizione del parco autovetture per alimentazione in FVG (a sinistra) e in Italia (a destra) – Anno 2022.

La Regione ha approvato nel 2017 il **Piano regionale della mobilità elettrica per il Friuli Venezia Giulia (PRMe_FVG)** con lo scopo di promuovere lo sviluppo di una rete di ricarica che favorisca la circolazione di veicoli elettrici ed ibridi plug-in, la cui diffusione è strettamente legata alla realizzazione di un'efficiente infrastruttura che copra adeguatamente sia la ricarica ad accesso privato, sia quella ad accesso pubblico.

TRASPORTO PUBBLICO SU GOMMA

L'offerta di servizi di Trasporto Pubblico Locale (TPL) e la domanda soddisfatta sono rilevate dalle statistiche del Ministero dei Trasporti a livello regionale, sia in ambito urbano che extraurbano, e sono pubblicate ogni anno nel Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti⁶⁰ (CNIT) (Tabella 4.60). Al 2019, risultano percorrenze medie più alte della media nazionale, e un coefficiente di riempimento in ambito extraurbano maggiore a quello nazionale, pari al 27,3%.

Tabella 4.60 Offerta e domanda dei servizi TPL urbani ed extraurbani del FVG – anno 2019.

FVG	bus	km medi/bus	pax	posti-km	pax-km	Load Factor
TPL urbano	410	44.720	86.831.103	1.665.895.264	-	20,7%*
TPL extraurbano	536	42.961	24.829.129	1.609.681.689	493.840.157	30,7%

*: dato medio nazionale

L'offerta di servizi TPL in ambito urbano, disaggregata per comuni capoluogo di provincia, è oggetto dell'indagine ISTAT sull'Ambiente Urbano⁶¹. Le flotte degli autobus urbani sono molto più giovani della media nazionale, in particolare per quanto riguarda Trieste che ha un parco costituito prevalentemente da Euro 6 (Tabella 4.61). Udine ha scelto come autobus a basse emissioni i bus a metano, Pordenone gli autobus elettrici, grazie alla convenzione con la Regione.

⁶⁰ MIT, "Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti", vari anni, disponibili al seguente [link](#)

⁶¹ ISTAT, "Ambiente urbano – anno 2022", 26/05/2024, disponibile al seguente [link](#)

Tabella 4.61: numero di autobus urbani per comune e % di autobus per standard emissivo e a basse emissioni, anno 2022. Fonte: ISTAT.

Autobus urbani	Numero	% Euro 4 o inferiore	% Euro 5	% Euro 6	% elettrici	% a metano
Pordenone	28	7,1	50,0	42,9	10,7	-
Udine	79	1,3	51,9	46,8	-	67,9
Gorizia	17	-	58,8	41,2	5,9	-
Trieste	271	-	26,9	73,1	-	-
Media sui Comuni Capoluogo		31,2	31,0	37,8	8,2	27,8

A marzo 2023, la giunta regionale ha approvato il **Programma operativo di rinnovo evolutivo del parco mezzi TPL automobilistico (Prepm-Tpl)**, che prevede ulteriori azioni di miglioramento del parco verso nuove tecnologie - in primis elettrico e idrogeno – per ridurre le emissioni climalteranti e inquinanti, e le emissioni di rumore. L'obiettivo del Piano è quello di sostituire, entro il 2030, almeno il 50% dei 495 autobus diesel urbani. Nelle Tabella 4.62 e Tabella 4.63 viene riportato lo "Scenario 1" proposto nel programma, con l'obiettivo di adempiere all'obbligo contrattuale di portare l'età media del parco Tpl da 15 anni a 7,5 anni, e tener conto della necessaria diversa flessibilità nell'introduzione dei sistemi di nuova alimentazione. In particolare, per il contesto extraurbano è prevista una decisa spinta verso l'introduzione di motorizzazioni a gas naturale che costituiranno il 73% dei nuovi mezzi introdotti nella flotta fino al 2030, mentre in ambito urbano la transizione energetica è verso l'elettricità e l'idrogeno.

Tabella 4.62 Autobus urbani per alimentazione nel 2021 e programmati al 2030.

Autobus urbani	2021	Prepm-Tpl 2030
Elettrici	2	174
Idrogeno a celle a combustibile	0	25
Gas Naturale Compresso	54	62
Gas Naturale Liquefatto	0	16
Gasolio	358	150
Totale urbano	414	427

Tabella 4.63 Autobus extraurbani per alimentazione nel 2021 e programmati al 2030.

Autobus extraurbani	2021	Prepm-Tpl 2030
Gas Naturale Compresso	10	143
Gas Naturale Liquefatto	0	107
Gasolio	530	290
Totale extraurbano	540	540

Per descrivere completamente il quadro dell'offerta di servizi e infrastrutture per la mobilità sostenibile urbana, si riassumono in Tabella 4.64 i dati ISTAT del 2022 relative ai servizi di sharing mobility alle piste ciclabili. Infine, tutti i capoluoghi hanno Zone a Traffico Limitato, Aree Pedonali e Zone 30. Hanno attivi sistemi di infomobilità per il pagamento elettronico della sosta e paline elettroniche alle fermate degli autobus.

Tabella 4.64 Servizi e politiche di mobilità sostenibile nei comuni.

Comune	Car sharing – veicoli utilizzati per 10 mila abitanti	Bike sharing - bici per 10 mila abitanti	Micromobilità elettrica – monopattini per 10 mila abitanti	km pista ciclabile per 100 km ² di superficie territoriale
Pordenone	-	10,4	19,3	135,6
Udine*	1	7,2	-	88,2
Gorizia	-	8,6	-	34,9
Trieste	-	9,0	-	29,6
Italia		30,3		27,9

*: sono dieci autovetture a basse emissioni

La Regione ha approvato nel 2022 il **Piano Regionale della Mobilità Ciclistica (PREMOCI)**, per individuare gli interventi e le azioni per promuovere l'uso della bicicletta sia in ambito urbano che extraurbano, sia per gli spostamenti pendolari e di raggio contenuto che per quelli di tipo turistico-ricreativo, al fine di migliorare l'efficienza, la sicurezza e la sostenibilità dei sistemi di mobilità, e ridurre gli effetti negativi in relazione alla qualità della vita, alla salute della collettività e all'impatto sull'ambiente. Nel PREMOCI vengono previste anche azioni di incentivazione all'uso della bicicletta da parte dei Mobility Manager aziendali e di area. Più in generale, la loro azione è volta a sostituire l'uso dell'auto privata per gli spostamenti casa-lavoro con altre modalità più rispettose dell'ambiente e meno energivore.

Nel 2022 è stato approvato il Piano Urbano per la Mobilità Sostenibile (PUMS) per il comune di Pordenone e nel 2021 quello per la provincia di Trieste.

TRASPORTO FERROVIARIO REGIONALE

Per quanto riguarda i servizi ferroviari regionali, la Regione ha riconfermato il contratto di servizio a Trenitalia, per il decennio 2022-2031⁶². Nel piano economico finanziario di Trenitalia, incluso nel contratto, c'è la previsione di un aumento sia dell'offerta che della domanda attratta (Tabella 4.65).

Tabella 4.65 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 Trenitalia	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Milioni treni-km	5,88	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23
Milioni pkm	522	569	621	704	718	729	740	751	762	773

⁶² "Contratto di servizio per il Trasporto Pubblico Ferroviario di interesse regionale e locale tra regione autonoma Friuli Venezia Giulia e Trenitalia S.p.A. 1° gennaio 2022 – 31 dicembre 2031", disponibile al seguente [link](#)

Dalla Carta dei Servizi pubblicata annualmente, Trenitalia dichiara la domanda soddisfatta dai treni regionali⁶³ riportata nella Tabella 4.66.

Tabella 4.66 Passeggeri trasportati al giorno e all'anno dai treni regionali TI, vari anni.

Carta dei servizi Trenitalia	2017	2018	2019	2021	2022
Passeggeri al giorno	20.000	20.000	27.759	20.715	34.332
Passeggeri all'anno	7.250.000	7.300.000	7.627.362	4.278.452	9.082.625

Completano l'offerta di trasporti ferroviari per passeggeri, i servizi delle Ferrovie Udine – Cividale del Friuli con più di 229 mila treni-km nel 2019, che hanno soddisfatto quasi 6 milioni di passeggeri-km⁶⁴.

4.3.3.2 **Trasporto Merci**

Il trasporto su strada rappresenta più del 89% dei consumi per il trasporto merci, a fronte di volumi di trasporto stimati intorno il 55% del totale (Figura 4.91), a meno di qualche punto percentuale di errore dovuto alla metodologia che si è basata su fonti di dati non omogenee e ha utilizzato dei parametri nazionali.

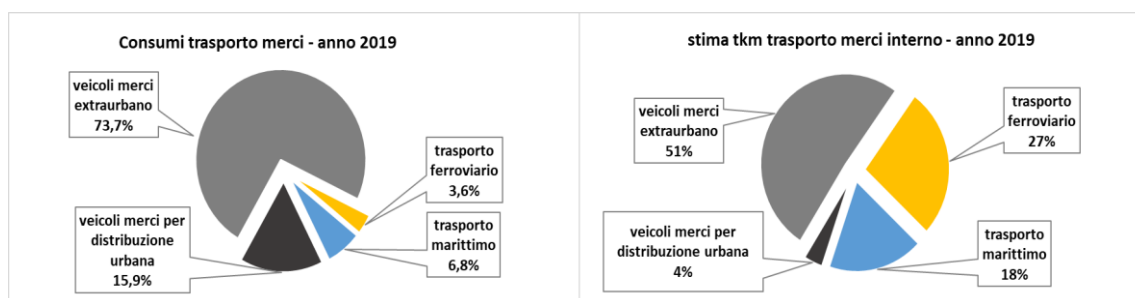


Figura 4.91 Share dei consumi (a sinistra) e dei volumi (a destra) del trasporto merci – Anno 2019.

Il trasporto delle merci nella regione non è solo strettamente legato al settore produttivo locale, dal momento che la regione Friuli Venezia Giulia si colloca tra due corridoi europei TEN-T (Corridoio Adriatico Baltico e Corridoio Mediterraneo), è una regione attraversata dal traffico internazionale verso Austria e Slovenia, e vede la presenza del Porto di Trieste.

Dall'analisi della flotta degli autocarri merci immatricolati nella regione dei dati dell'Annuario ACI, risulta che il parco, comprensivo di veicoli merci e veicoli speciali, è cresciuto molto velocemente nei primi anni 2000, in cui si attestava sui 65.600 veicoli, e dal 2010 ha continuato a crescere fino a superare nel 2022 le 100 mila unità. Di queste l'89% è rappresentato da veicoli leggeri. Sia questi ultimi che quelli pesanti sono di standard emissivi molto inquinanti: il 9% dei leggeri e il 23% dei pesanti circolanti nel 2022 sono Euro 0 (Figura 4.92).

⁶³ L'incremento del 2022 è legato al fatto che nel nuovo Contratto di Servizio sono inclusi servizi interregionali che negli anni precedenti erano invece previsti e rendicontati in contratti nazionali

⁶⁴ FUC, "Relazione sulla gestione", vari anni, disponibili al seguente [link](#)

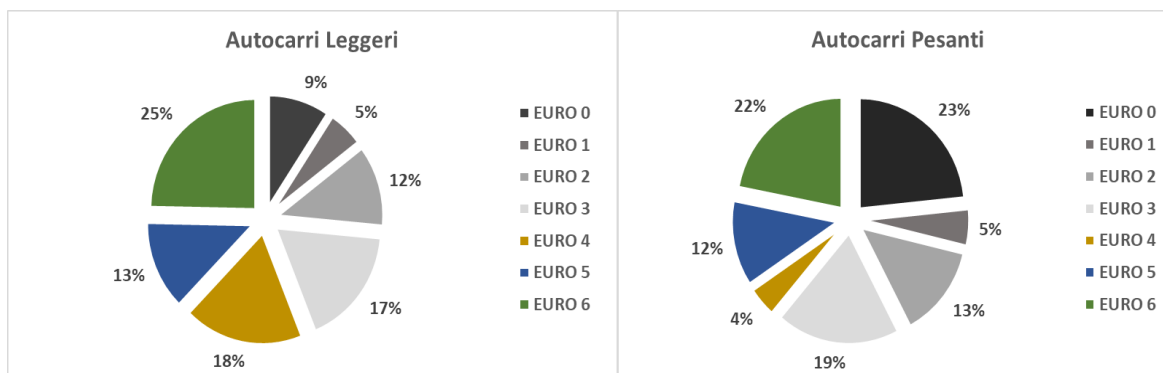


Figura 4.92: Composizione del parco autocarri leggeri (a sinistra) e pesanti (a destra) per standard emissivo.

Per quanto riguarda l'alimentazione, considerando solo i veicoli merci (l'81% degli autocarri), i veicoli commerciali leggeri alimentati a gas (GPL e metano) sono solo l'1,5% a differenza del 4% nazionale, e i mezzi elettrici e ibridi non superano lo 0,4%. I veicoli merci pesanti sono praticamente tutti a gasolio. Il parco dei trattori stradali, invece, è molto più moderno: dei 4.060 veicoli del 2022, il 54% è Euro VI.

Andando a vedere i dati di traffico del CNIT, il trasporto merci su strada che origina dal FVG (Tabella 4.67) ha subito dal 2010 una forte contrazione, come anche quello destinato alla regione, anche se mostra una leggera ripresa negli ultimi anni.

Tabella 4.67 Trasporto complessivo di merci su strada da e per il FVG dalle altre regioni italiane e dall'estero – tonnellate.

Anno	FVG-FVG	FVG-Italia	Italia-FVG	FVG-Estero	Estero-FVG
2010	29.196.571	44.802.522	41.442.219	510.526	765.085
2015	10.801.684	20.835.763	20.890.897	370.213	573.406
2019	12.537.481	24.120.398	24.992.821	397.643	414.337

Per quanto riguarda invece il trasporto marittimo, il porto di Trieste ha un ruolo di primaria importanza e vede un forte sviluppo negli ultimi anni. La struttura portuale è un hub internazionale di snodo per i flussi dell'interscambio terra-mare che interessano il mercato del Centro ed Est Europa e gioca un ruolo decisivo su due distinte catene logistiche: i collegamenti marittimi intercontinentali a lungo raggio e le relazioni a corto-medio raggio intramediterranee. In particolare, ha un vantaggio competitivo rispetto ai porti del Nord Europa nel servire i mercati dell'Europa centro-orientale perché con la rotta attraverso il canale di Suez si ha un risparmio di più di più di 2 mila miglia (4 giorni di navigazione).

Il porto ha 2,3 milioni di metri quadrati di aree portuali ed è il primo porto italiano per quantità di merci movimentate. Circa due terzi del traffico sono riconducibili alle rinfuse petrolifere. Secondo i dati CNIT, il traffico è aumentato costantemente nell'arco degli ultimi 10 anni (Tabella 4.68) e (Tabella 4.69), in particolare quello internazionale, e di container.

Tabella 4.68 Merce in navigazione di cabotaggio per tipo di carico da e per Trieste (sbarco e imbarco) - migliaia di tonnellate.

Anno	Contenitori	Rinfusa liquida	Rinfusa solida	Ro-Ro	Altro carico	Totale
2010	742	1.176	324	5	926	3.174
2015	2.240	1.316	164	2	917	4.640
2019	2.296	1.093	469	43	1.071	4.973

Tabella 4.69 Merce in navigazione internazionale per tipo di carico da e per Trieste (sbarco e imbarco) - migliaia di tonnellate.

Anno	Contenitori	Rinfusa liquida	Rinfusa solida	Ro-Ro	Altro carico	Totale
2010	1.780	26.798	329	7.266	1.210	37.383
2015	3.096	33.211	418	5.515	2.257	44.496
2019	5.590	38.789	3.832	3.066	4.084	55.361

Monfalcone e Porto Nogaro hanno traffici più ridotti, e se ne riportano i dati relativi all'anno 2019 nella Tabella 4.70.

Tabella 4.70 Merce trasportata nel complesso della navigazione per tipo di carico e porto di sbarco e imbarco - Anno 2019.

Porto\kt	Contenitori	Rinfusa liquida	Rinfusa solida	Ro-Ro	Altro carico	Totale
Monfalcone	2	-	3.725	590	172	4.489
Porto Nogaro	-	27	1.315	2	95	1.440

Con riferimento all'intermodalità, Trieste è il porto ferroviario più importante del Sud Europa con 70 km di binari interni che rendono possibile la composizione dei treni direttamente nei terminali. L'espansione del trasporto ferroviario delle merci è legata anche allo sviluppo del trasporto combinato non accompagnato.

I servizi ferroviari disponibili raggiungono Austria, Germania, Ungheria, Repubblica Ceca, Slovacchia, Belgio e Lussemburgo; i collegamenti nazionali sono diretti verso Milano e Padova/Bologna. Purtroppo, non si hanno dati sulle tonnellate o tonnellate-km trasportate, ma solo sul numero dei treni movimentati.

I servizi cargo gestiti dalla Società Ferrovie Udine Cividale s.r.l., infine, hanno trasportato, nell'ambito delle richieste provenienti sia dal mercato che dal programma di collaborazione commerciale con operatori ferroviari regionali, le tonnellate-km riportate in Tabella 4.71:

Tabella 4.71 Parametri gestionali Cargo della FUC⁶⁵.

tkm	2017	2018	2019	2020	2021
Rete sociale Udine - Cividale	115.244	0	0	0	0
Rete RFI	42.693.049	84.449.185	80.720.805	57.985.566	33.776.540

La Regione ha in programma la realizzazione di un'unica piattaforma logistica con servizi diffusi sul territorio per perseguire l'intermodalità delle merci attraverso un'integrazione reale dei vari sistemi di trasporto, grazie alla presenza di hub intermodali regionali e allo sviluppo delle infrastrutture portuali e retroportuali, tra cui quella viabilistica e ferroviaria, come si legge nel Piano strategico Regionale 2018-2023⁶⁶. Il porto di Trieste – affiancato anche da quello di Monfalcone – è pensato come cardine dei traffici commerciali. L'infrastruttura dedicata alla logistica intermodale del porto di Trieste è situata in prossimità del confine italo-sloveno di Ferneti. Le altre strutture coinvolte sono gli Interporti di Cervignano, di Gorizia e soprattutto di Pordenone.

L'Interporto di Trieste già oggi possiede l'85% di quello di Cervignano⁶⁷, verso il quale è attivo un collegamento ferroviario che permette l'allargamento del network intermodale verso la Germania da una parte e dall'altra l'accesso dei treni al porto di Trieste per i flussi che vanno all'imbarco per la Turchia, in alternativa all'attuale instradamento camionistico attraverso l'interporto di Trieste a Ferneti.

Gorizia SDGA è un interporto piccolo ma già in rete, e di rilevanza strategica per la sua posizione di confine per i traffici internazionali verso l'Europa dell'Est.

L'Interporto di Pordenone, invece, non è ancora integrato nella piattaforma, ma ha grandi potenzialità. È l'infrastruttura più estesa della regione, la sua piattaforma intermodale si sviluppa su un'area di 160 mila metri quadri, ha quattro binari di trasbordo per treni standard lunghi 750 metri, e tre binari di presa-consegna elettrificati. Non copre solo il bacino dei porti di Trieste e Monfalcone verso l'Europa Centrale e Orientale, ma anche i traffici verso l'ovest attraverso i porti di Genova e La Spezia.

Nel CNIT 2019-2020 vengono riportati 4 progetti che riguardano la regione che potranno avere effetti positivi per la decarbonizzazione dei trasporti regionali:

- Progetto di sistema integrato trasporto ferroviario del porto di Trieste **“Trieste Integrated Rail Hub (TRIHUB)”**;
- Cold ironing di Trieste **(OPS - Onshore Power Supply)**;
- Nell'ambito del bando CEF Transport 2019 c.d. **Reflow call** lo sviluppo delle infrastrutture del porto di Trieste, tra cui le facility LNG per i terminal portuali e per l'entroterra;
- Corridoio Baltico-Adriatico: prolungamento della tratta transfrontaliera ferroviaria **“Trieste – Divaccia”** verso ovest fino al nodo di Venezia, sezione in comune con il Corridoio Mediterraneo.

La Regione nel 2020 ha approvato la delibera 1849 **“Missione PNRR - 1. Digitalizzazione, innovazione e competitività del sistema produttivo”** puntando sull'integrazione sempre più importante tra attività logistica ed attività industriale, attraverso diverse azioni tra le quali:

⁶⁵ FUC, “Relazione sulla gestione”, vari anni, disponibili al seguente [link](#)

⁶⁶ FVG, “Il Piano Strategico 2018-2023”, Gennaio 2019, disponibile al seguente [link](#)

⁶⁷ AdriaPorts, “Focus dicembre 2022”, disponibile al seguente [link](#)

- Realizzazione di un polo logistico regionale mediante realizzazione di nuovi scali ferroviari e potenziamento di scali esistenti, elettrificazione di terminal, realizzazione di assi stradali e infrastrutturazione dei servizi a favore di attività artigianali e PMI;
- Istituzione di una Zona Logistica Semplificata (ZLS) FVG;
- Interventi per l'incentivazione degli investimenti per la modernizzazione e lo sviluppo della logistica delle attività industriali, tecnologiche e turistiche nell'ambito del sistema portuale territoriale;
- Raddoppio di linee ferroviarie e opere accessorie per consentire il collegamento funzionale con le linee esistenti.

Infine, dal 2019 la Regione stanziava dei fondi per finanziare il **trasporto combinato delle merci strada-ferrovia e strada-mare** e ha stimato i risultati riportati in Tabella 4.72 per le annualità 2019-2022.

Tabella 4.72 Autocarri spostati su nave e su treno con i fondi regionali per il trasporto combinato.

Annualità	N. TIR TOLTI DALLA STRADA A/R	Trasporto alternativo alla strada
2019-2022	80.524	Via ferro
2019-2022	132.664	Via mare
TOTALE	213.188	Via ferro e via mare

I contributi stanziati per gli anni che vanno dal 2023 al 2027 ammontano a 30 milioni di euro, e sono stati approvati dalla CE a marzo 2022.

4.4 La povertà energetica: dimensione nazionale e regionale del fenomeno.

4.4.1 Aspetti definitori

Secondo la recente direttiva comunitaria sull'efficienza energetica, la povertà energetica si identifica con "l'impossibilità per una famiglia di accedere a servizi energetici essenziali che forniscono livelli basilari e standard dignitosi di vita e salute, compresa un'erogazione adeguata di riscaldamento, acqua calda, raffrescamento, illuminazione ed energia per alimentare gli apparecchi, nel rispettivo contesto nazionale, della politica sociale esistente a livello nazionale e delle altre politiche nazionali pertinenti, a causa di una combinazione di fattori, tra cui almeno l'inaccessibilità economica, un reddito disponibile insufficiente, spese elevate per l'energia e la scarsa efficienza energetica delle abitazioni".⁶⁸

L'ampia letteratura sul tema, notevolmente intensificatasi nel corso degli ultimi 15 anni, evidenzia come il fenomeno presenti spiccate peculiarità territoriali e connotati di incidenza fortemente condizionati dalle caratteristiche dei nuclei che sono presi in esame. Le numerose soluzioni proposte per misurare il fenomeno tengono dunque conto sia degli aspetti che la definizione inquadra come driver principali, tra loro strettamente connessi, ovvero:

- L'incidenza delle spese energetiche sul reddito familiare;
- Le caratteristiche strutturali ed energetiche degli edifici residenziali sia delle specifiche condizioni territoriali e demografiche che ne caratterizzano l'entità e l'intensità.

⁶⁸ Si veda: DIR (UE) 2023/1791, art. 2(52).

Le spese energetiche di una famiglia, generalmente intese, occupano un peso preponderante sull'intero reddito disponibile. Il grafico in Figura 4.93 mostra come, a livello nazionale, l'andamento della quota media destinata ai servizi idrici ed energetici, si sia mantenuta stabilmente al di sopra del 10% nel corso degli ultimi dieci anni, giungendo a toccare il valore record nel 2022 del 13,2%.

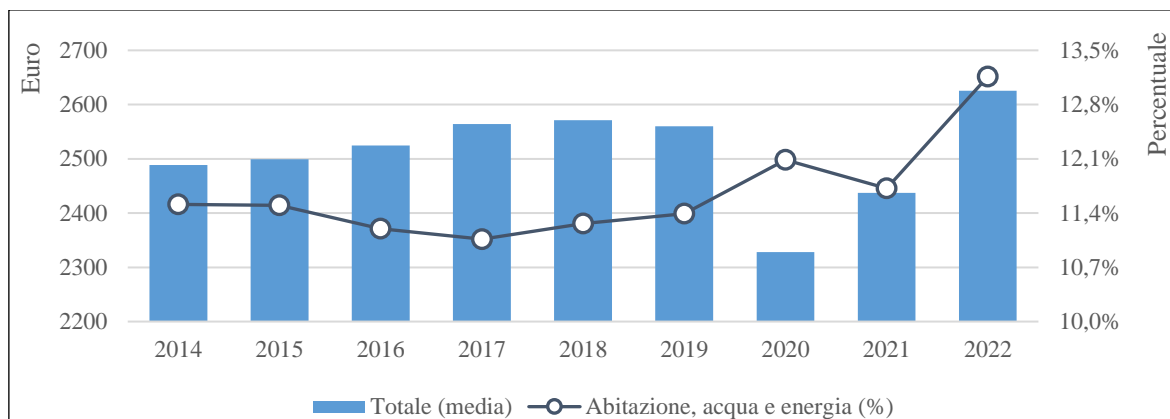


Figura 4.93 Spesa media annuale per consumi familiari in "energia e acqua" *. Fonte: Istat – Indagine sui consumi delle famiglie 2023.

Nota: *Voce "Abitazione, acqua e energia" al netto della componente delle spese per ristrutturazioni e affitti figurativi

Il grafico in Figura 4.94 rileva come non ci siano sostanziali disallineamenti a livello regionale rispetto al dato medio nazionale. Tuttavia, sussistono alcune distinzioni. Tra le regioni del Nord, il Piemonte, la Valle d'Aosta e l'Emilia-Romagna presentano percentuali di spese energetiche e idriche superiori, rispettivamente pari al 15,1%, al 15,6% e al 14%. Nell'area del Mezzogiorno, si distinguono prevalentemente Puglia (14%) e Basilicata (13,9%).

La regione Friuli Venezia Giulia nel 2022 riporta una percentuale di spese per energia e acqua, rispetto al totale, di poco inferiore al dato nazionale (12,9%). Rispetto alle altre regioni dell'Area Nord-est del Paese occupa una posizione intermedia rispetto alle province autonome di Trento e Bolzano (rispettivamente 11,6% e 12,1%; dato medio regionale pari a 11,9%) e all'Emilia-Romagna (14%).

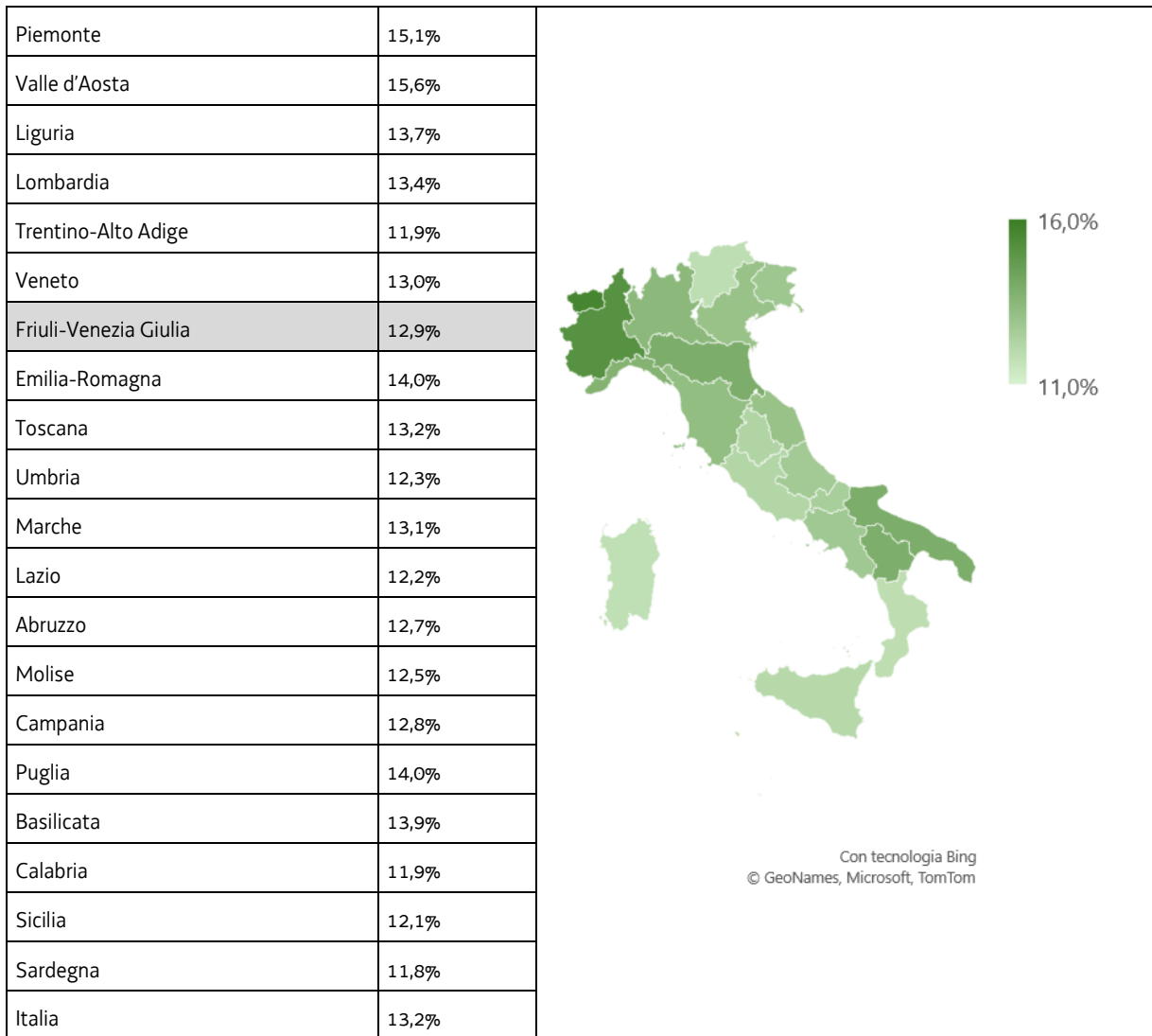


Figura 4.94 Spesa media annuale per consumi familiari in “energia e acqua”. Dettaglio per regione, anno 2022 (%)*. Fonte: ISTAT – Indagine sui consumi delle famiglie 2023.

Secondo dati Istat meno recenti (anno 2020), la composizione della spesa energetica è per circa l’85% destinata ai consumi di energia elettrica e gas naturale, con una certa prevalenza per quest’ultima fonte. Questa caratteristica è confermata sia nel dato nazionale che nella ripartizione territoriale Nord-est. Nel dato regionale del Friuli Venezia Giulia le spese per energia elettrica e gas sono di poco inferiori all’80%, con un divario tra i due di 8 punti percentuali.

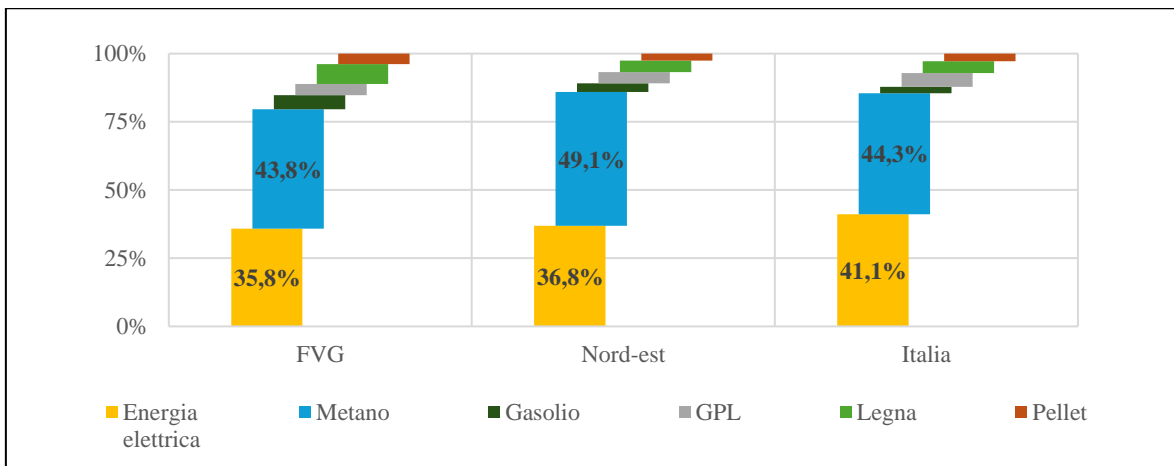


Figura 4.95 Spesa media annua delle famiglie per consumi energetici. Dettaglio per fonte, anno 2020 (%). Fonte: ISTAT – Indagine sui consumi energetici delle famiglie 2023.

Storicamente, nella ripartizione Nord-est, le bollette energetiche rappresentano una componente comparativamente più contenuta del disagio economico delle famiglie (Figura 4.96). Secondo gli indicatori costruiti tramite l'indagine EU-SILC la percentuale di famiglie che si è dichiarata in arretrato con il pagamento delle bollette è oscillata tra un minimo di 2,1% (nel 2020) ad un massimo di 2,6% (nel 2018). Ciò a fronte di un dato nazionale compreso tra il 6,2% e il 4,2%. Rispetto a questo indicatore, la condizione peggiore si è registrata nella ripartizione Sud (7,2% e 10,9%).

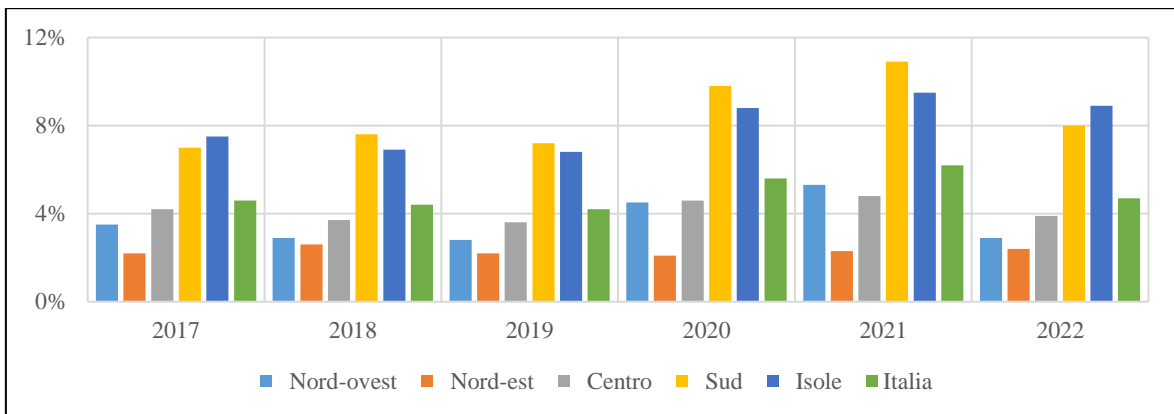


Figura 4.96 Famiglie che dichiarano di avere arretrati con il pagamento delle bollette (% rispetto alle famiglie che hanno effettuato la spesa). Fonte: ISTAT – Indagine sui consumi energetici delle famiglie 2023.

Come accennato in introduzione, oltre alle variabili economiche, altri indicatori utili ad individuare situazioni di esposizione ad una condizione di povertà energetica riguardano le condizioni delle abitazioni. Come noto, il parco immobiliare italiano è contraddistinto da una netta prevalenza di edifici vetusti e poco performanti dal punto di vista energetico. Secondo gli ultimi dati pubblicati da ENEA, sulla base dei dati gestiti del Sistema Informativo sugli Attestato di Prestazione Energetica (SIAPE) il 54,2% degli edifici residenziali è certificato nelle categorie di prestazione energetica più basse (F, G). Nel caso

del Friuli Venezia Giulia, rispetto ad un campione di poco più di 25 mila APE, la medesima percentuale si attesta attorno al 48%.⁶⁹

Tabella 4.73 Quota di famiglie che riportano problemi nell'abitazione (% rispetto famiglie con le stesse caratteristiche). Fonte: ISTAT – EU-SILC 2023.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Strutture danneggiate						
Italia	10.9%	8.1%	8.2%	12.3%	11.1%	10.3%
Nord-ovest	9.1%	5.4%	5.8%	11.0%	9.8%	8.0%
Nord-est	8.2%	6.2%	7.0%	9.0%	8.6%	8.5%
Friuli-Venezia Giulia	8.6%	7.2%	6.1%	9.2%	10.3%	14.3%
Sud	14.9%	10.1%	11.7%	16.8%	14.7%	13.5%
Isole	11.6%	8.0%	8.0%	13.4%	11.9%	10.8%
Umidità						
Italia	10.5%	9.9%	9.9%	15.1%	13.7%	13.2%
Nord-ovest	8.6%	7.0%	8.2%	14.0%	12.6%	11.1%
Nord-est	9.3%	10.0%	10.3%	13.1%	12.6%	12.2%
Friuli-Venezia Giulia	8.9%	8.2%	8.2%	12.0%	13.4%	17.9%
Sud	12.2%	10.9%	11.4%	18.1%	16.0%	14.2%
Isole	13.8%	11.6%	11.1%	17.6%	15.8%	19.4%
Scarsa luminosità						
Italia	4.0%	3.3%	3.0%	6.6%	6.4%	6.0%
Nord-ovest	2.8%	2.1%	2.5%	7.2%	6.5%	5.0%
Nord-est	2.1%	1.9%	1.6%	5.1%	4.7%	5.0%
Friuli-Venezia Giulia	2.3%	:	2.2%	4.3%	4.6%	10.9%
Sud	7.0%	5.8%	4.9%	7.7%	7.9%	6.7%
Isole	3.6%	2.5%	3.1%	6.4%	6.8%	7.2%

Le scarse prestazioni energetiche e le sub-ottimali caratteristiche strutturali degli edifici, secondo la percezione degli occupanti, si riflettono necessariamente in uno scarso godimento del comfort abitativo. Nella tabella sopra sono riportate le percentuali di famiglie che riportano problemi di questo tipo nelle proprie abitazioni. Nel corso degli ultimi cinque anni, gli indicatori hanno subito variazioni altalenanti, per

⁶⁹ ENEA, Rapporto Annuale sulla Certificazione Energetica degli Edifici, Dipartimento-Unità Efficienza Energetica, Roma, 2023.

ciascuna ripartizione territoriale e per ciascuna delle tipologie di problema rilevata. Nel complesso, il 2020 sembra identificarsi come un anno di sensibile aumento della percezione del disagio.

Anche nel caso della regione Friuli Venezia Giulia si osservano andamenti variabili, ma piuttosto indirizzati verso un incremento nel tempo del numero di famiglie che lamentano tali condizioni. Si evidenzia, inoltre, la presenza di percentuali significativamente più elevate nell'ultimo anno di osservazione (2022) rispetto alle altre zone. Questo, soprattutto in confronto alla macro-area di appartenenza. In questo caso la distanza tra la regione e il valore medio relativo all'area Nord-est del Paese è prossima ai 6 punti percentuali per ciascuno degli indicatori monitorati. L'entità della discrepanza nelle percentuali di cittadini che hanno evidenziato le problematiche in oggetto è simile per ciascuna tipologia: scarsa luminosità (+5,9%), presenza di danni strutturali (+5,8%) e di umidità interna (+5,7%).

La regione presenta, tuttavia, una elevata propensione dei cittadini ad investire le proprie risorse finanziarie per l'ammodernamento delle abitazioni, specialmente verso quegli interventi che hanno un impatto diretto sulla riduzione dei costi dell'energia. Dai dati riportati in Tabella 4.55 "emerge come il 73% le famiglie residenti in Friuli Venezia Giulia abbia effettuato investimenti per ridurre il peso della bolletta energetica. La tipologia di interventi a cui si è fatto maggiormente ricorso è la sostituzione delle lampadine.

Tabella 4.74 Quota di famiglie che riportano problemi nell'abitazione (% rispetto famiglie con le stesse caratteristiche).

	Famiglie che hanno effettuato investimenti o interventi per ridurre le spese per l'energia elettrica			Famiglie che hanno effettuato investimenti o interventi per ridurre le spese di riscaldamento			Famiglie che hanno effettuato investimenti o interventi per ridurre le spese per l'acqua calda	
	Totale famiglie	Sostituzione lampadine	Sostituzione elettrodomestici	Totale famiglie	Passaggio a dotazioni più efficienti	Aumentato isolamento dell'abitazione	Totale famiglie	Passaggio a dotazioni più efficienti
Piemonte	71,2%	68,0%	23,3%	35,2%	18,4%	13,2	17,7	17,0
Valle d'Aosta	69,9%	65,3%	23,4%	30,6%	14,9%	12,0	16,2	14,2
Lombardia	69,2%	65,3%	23,3%	29,1%	16,3%	10,6	17,3	16,5
Trentino-Alto Adige	68,4%	64,2%	24,1%	26,3%	13,8%	12,2	11,4	10,5
Bolzano	62,9%	57,8%	22,2%	21,8%	10,3%	10,6	7,9	7,2
Trento	73,7%	70,4%	25,8%	30,7%	17,2%	13,7	14,7	13,7
Veneto	73,1%	68,6%	25,0%	26,9%	17,3%	11,3	16,8	15,9
Friuli-Venezia Giulia	73,1%	68,4%	23,9%	31,2%	18,5%	11,8	17,5	15,6
Liguria	70,4%	67,4%	23,6%	30,1%	14,3%	11,5	13,9	13,3
Emilia-Romagna	75,5%	71,2%	26,1%	29,9%	18,6%	10,8	18,9	18,0
Toscana	74,0%	70,7%	23,9%	27,4%	16,9%	9,8	17,5	16,4
Umbria	74,6%	71,3%	23,6%	28,4%	18,0%	9,7	17,3	16,1
Marche	72,2%	68,8%	24,9%	22,7%	13,8%	10,9	13,6	12,4
Lazio	74,5%	71,4%	23,7%	30,4%	18,8%	10,4	20,0	19,1
Abruzzo	66,5%	64,0%	19,6%	19,5%	12,7%	7,6	12,4	12,0
Molise	66,3%	61,6%	20,3%	21,9%	13,2%	8,6	13,3	12,6
Campania	68,4%	64,0%	18,3%	17,3%	11,4%	7,5	15,0	14,0
Puglia	66,9%	63,9%	18,7%	21,9%	14,6%	8,7	15,8	14,8
Basilicata	65,3%	61,6%	18,0%	22,4%	14,8%	9,9	12,8	12,1
Calabria	64,1%	61,2%	17,4%	18,7%	12,1%	6,8	17,2	15,5

	Famiglie che hanno effettuato investimenti o interventi per ridurre le spese per l'energia elettrica			Famiglie che hanno effettuato investimenti o interventi per ridurre le spese di riscaldamento			Famiglie che hanno effettuato investimenti o interventi per ridurre le spese per l'acqua calda	
	Totale famiglie	Sostituzione lampadine	Sostituzione elettrodomestici	Totale famiglie	Passaggio a dotazioni più efficienti	Aumentato isolamento dell'abitazione	Totale famiglie	Passaggio a dotazioni più efficienti
Sicilia	67,6%	64,7%	18,3%	16,0%	10,9%	6,7	15,0	14,0
Sardegna	70,1%	66,2%	23,3%	16,6%	9,1%	8,3	16,2	14,5
Nord	71,4%	67,5%	24,1%	29,9%	17,1%	11,3	17,1	16,3
Nord-ovest	69,9%	66,3%	23,3%	30,9%	16,6%	11,4	17,1	16,3
Nord-est	73,6%	69,2%	25,2%	28,5%	17,7%	11,2	17,2	16,2
Centro	74,1%	70,8%	23,9%	28,4%	17,5%	10,2	18,2	17,2
Mezzogiorno	67,4%	64,0%	18,9%	18,4%	12,0%	7,6	15,2	14,1
Sud	66,9%	63,4%	18,5%	19,5%	12,8%	7,9	15,1	14,1
Isole	68,3%	65,1%	19,7%	16,2%	10,4%	7,1	15,3	14,1
Italia	70,7%	67,0%	22,4%	26,0%	15,6	10,0	16,8	15,8

Il Friuli Venezia Giulia presenta inoltre percentuali di famiglie, tra le più elevate rispetto alle altre regioni, che hanno effettuato interventi per la riduzione dei costi del riscaldamento degli ambienti (31,2%) e dell'acqua calda sanitaria (17,5%).

4.4.2 Approcci e metodologie di misurazione

La complessità del fenomeno richiede l'adozione di tecniche di misurazione che consentano di catturare il più possibile i profili di incidenza appena descritti. Questa necessità è tanto più rilevante se si considerano le crescenti sfide di monitoraggio e analisi introdotte dai nuovi provvedimenti comunitari che fissano obiettivi vincolanti in tema di energia e clima. Tra tutti, le nuove direttive "recast" sulla prestazione energetica degli edifici (DIR 2024/1275) e sugli usi finali di energia (DIR 2023/1791).

Tabella 4.75 Principali indicatori per misurare la povertà energetica.

Nome indicatore	Descrizione	Fonte
Indicatori quantitativi		
High share of energy expenditure in income (2M)	Percentuale di popolazione la cui quota di reddito dedicata a spese energetiche è alta più del doppio del valore mediano nazionale	EPOV/EPAH
Low Income High Cost (LIHC)	Percentuale di popolazione per cui i) la spesa energetica è superiore alla mediana del valore nazionale, e ii) il reddito, al netto della spesa energetica, è inferiore alla soglia di povertà	Hills (2011)
10% indicator	Percentuale di popolazione con incidenza della spesa energetica sul reddito > 10%	Boardman (1991)
Energy expenses, income quintile 1	Valore di incidenza della spesa energetica sul reddito, per la quota di popolazione entro il primo quintile di reddito	EPOV/EPAH
Low absolute energy expenditure (M/2)	Percentuale di popolazione la cui spesa energetica è inferiore alla metà del valore mediano nazionale	EPOV/EPAH
Indicatori qualitativi		
Arrears on utility bills	Percentuale di popolazione che ha ritardi nei pagamenti delle bollette di almeno 12 mesi	EU-SILC
Inability to keep home adequately warm	Questo indicatore rileva la quota della popolazione che non riesce a riscaldare adeguatamente la propria abitazione	EU-SILC

In Tabella 4.75 si riportano solo alcuni esempi di indicatori concepiti per stimare la dimensione della povertà energetica in un dato contesto. In letteratura, soprattutto nell'ultimo decennio, sono state tuttavia proposte molteplici alternative, che hanno sviluppato le soluzioni esistenti o introdotto approcci completamente nuovi. Spesso, al fine di catturare in maniera più efficace i molteplici aspetti, si sono proposte soluzioni che combinano il dettaglio analitico fornito da indicatori quantitativi e qualitativi. Seppur i Paesi Membri sono invitati a sviluppare metodologie proprie, sono disponibili indicazioni sulle tipologie di indicatori da poter adottare al fine di effettuare attività di monitoraggio armonizzate in diversi documenti diffusi dalla Commissione Europea. In particolare, la Raccomandazioni (EU) 2020/1563 pubblicate il 14 ottobre 2020.

4.4.3 Indicatori di povertà energetica: il quadro regionale

L'indicatore di povertà energetica introdotto in Faiella e Lavecchia (2014)⁷⁰ rivela che nel 2022 la percentuale di famiglie in povertà energetica in Italia è stata pari al 7,7%, segnando una riduzione di 0,8

⁷⁰ Faiella I., L. Lavecchia, "La Povertà Energetica in Italia". Banca d'Italia, Occasional Paper, 240, (23 ottobre 2014).

punti rispetto al 2021.⁷¹ A livello regionale, la deprivazione energetica ha una maggiore incidenza tra le famiglie del Sud Italia, le quali presentano percentuali di famiglie in povertà energetica molto più ampi rispetto alla media nazionale.

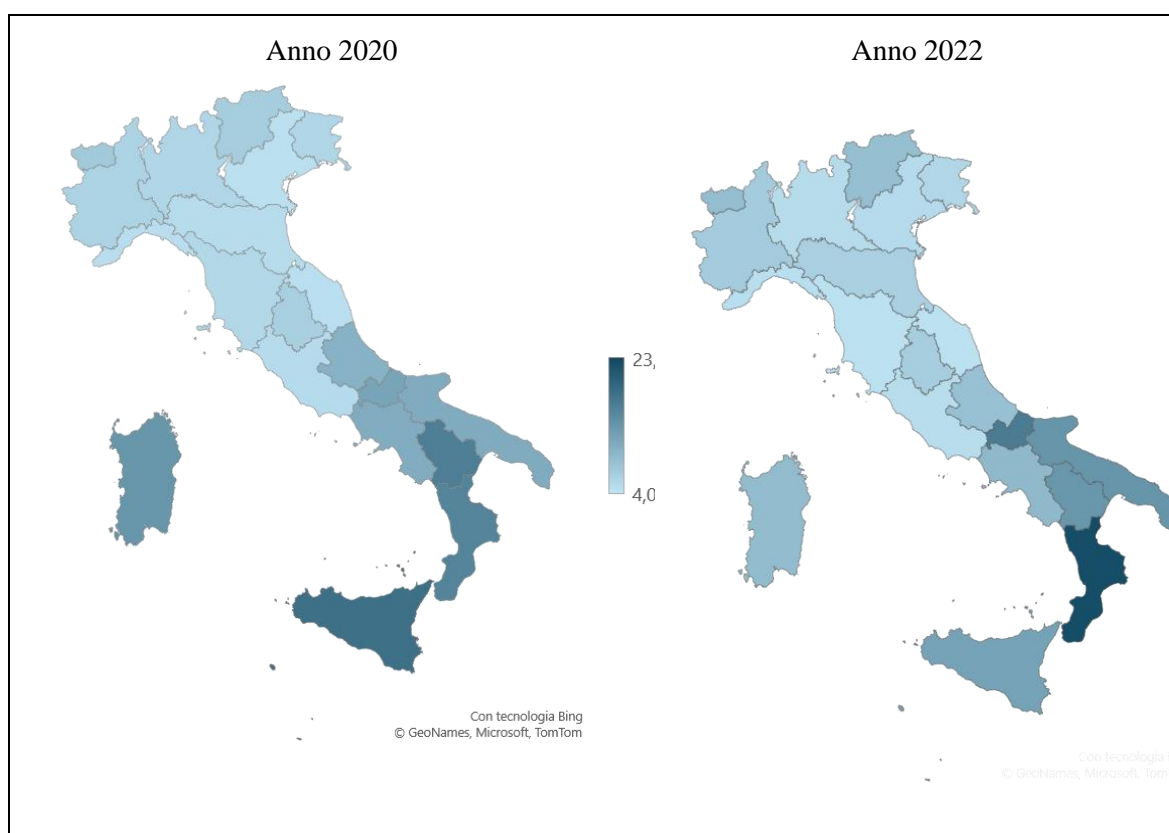


Figura 4.97 Indice di povertà energetica OIPE. Dettaglio per regione (%). Fonte: Elaborazione dati OIPE (2024).

L'eterogeneità a livello regionale è evidente nei grafici riportati in Figura 4.97. Secondo i dati dell'OIPE, nel 2020, anno in cui a livello nazionale è stato registrato un tasso di povertà energetica del 8%, le regioni italiane che presentavano maggiori quote di famiglie in condizione di povertà energetica sono state la Sicilia (18,1%), la Basilicata (16,3%) e la Calabria (15,6%). Quest'ultima ha mantenuto anche nel 2022 il primato di regione con la peggiore collocazione, con il consistente aumento della percentuale a 22,4%. Seguono il Molise (16,7%), relativamente stabile rispetto al 2021, e la Puglia (13,7%) che nonostante la terza posizione vede una riduzione di poco meno di 3 punti percentuali rispetto al 2021.

Nel 2022 il Friuli Venezia Giulia torna a mostrare una percentuale di famiglie in povertà energetica (5,7%) allineata al valore raggiunto nel 2020 (5,8%). Importante evidenziare il calo rispetto all'anno precedente, il 2021 in cui la quota di famiglie in povertà energetica era risultata pari al 6,5%. Nel complesso la regione ha sempre occupato una posizione di relativo vantaggio, registrando quote sempre al di sotto della media nazionale, con uno scarto attorno ai 2 punti percentuali.

⁷¹ Si veda: OIPE, [La povertà energetica in Italia nel 2022](#), Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica, 27 febbraio 2024.

4.5 I Piani energetici locali in FVG

L'iniziativa europea Patto dei Sindaci, lanciata nel 2008, prevede impegni da parte dei firmatari per il raggiungimento degli obiettivi EU in materia di clima ed energia, così come definiti nell'Accordo di Parigi e nell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile dell'ONU.

Il Patto impegna in maniera volontaria gli enti locali in merito a tre Pilastri: Riduzione delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 (Mitigazione), Rafforzare la resilienza (Adattamento), Ridurre la Povertà energetica.

Gli obiettivi del Patto si estendono ai settori individuati nel Green Deal europeo, tra cui efficienza energetica e sostenibilità dell'edilizia, mobilità sostenibile, economia circolare, transizione equa, soluzioni basate sulla natura e sull'adattamento, sostenibilità nel sistema alimentare, e sono direttamente collegati ai più importanti programmi e regolamenti EU in materia di clima ed energia, quali la Legge europea sul Clima - *EU Climate Law*, il Patto europeo per il Clima - *EU Climate Pact*, Horizon Europe e il Piano di ripresa NextGenerationEU e il Quadro Finanziario Pluriennale MFF.

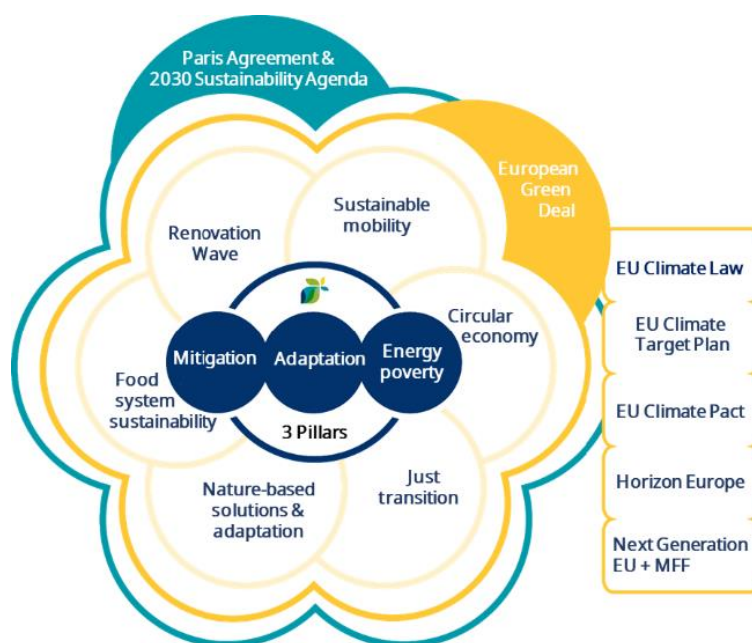


Figura 4.98 Fonte: sito del Patto dei Sindaci <https://eu-mayors.ec.europa.eu/it/about>.

Il 21 aprile 2021 il Patto dei Sindaci, con la visione "per un'Europa più equa e climaticamente neutra", ha rafforzato il proprio ruolo di movimento degli enti locali che guida il cambiamento, rinnovando i suoi impegni alla luce dell'evoluzioni più recenti delle politiche dell'UE quali il *Green Deal europeo*, il *Patto europeo per il clima*, il *Piano degli obiettivi climatici 2030* e la *Strategia di adattamento dell'UE*. L'obiettivo finale è quello di contenere l'aumento della temperatura globale al di sotto di 1,5 °C, considerando il cambiamento climatico come un'emergenza globale. I firmatari del Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia si impegnano a raggiungere la **neutralità climatica entro il 2050**, integrare le politiche di adattamento ai cambiamenti climatici e affrontare la povertà energetica come una delle azioni principali per una transizione equa.



Figura 4.99 Obiettivi dell'Agenda al 2050 <https://eu-mayors.ec.europa.eu/it/about/objectives-and-key-pillars>.

L'iniziativa ha avuto e continua ad avere molto successo soprattutto in Italia grazie alla sua governance dal basso verso l'alto, il modello di cooperazione multilivello e il suo quadro d'azione orientato al contesto europeo. Oltre ai sottoscrittori, sono membri attivi della Comunità i sostenitori e i coordinatori del Patto, che promuovono, sostengono i Comuni e forniscono assistenza tecnico-finanziaria per lo sviluppo e l'attuazione dei PAESC, i Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima. (*monitoraggio?*)

A livello nazionale è stata istituita una Cabina di Regia italiana alla quale partecipa ENEA, in qualità di coordinatore nazionale dal 2013, ISPRA, come esperto sul pilastro adattamento, RENAEI, come sostenitore, e Climate Alliance, come Ufficio del Patto dei Sindaci.

I sottoscrittori nazionali rappresentano più del 43% dei 27 Stati membri europei; i Piani d'azione per l'Energia e il Clima presentati a maggio 2024 sono stati 3.784, il 45% della quota europea.

La Tabella 4.76 riporta anche le percentuali relative alle Buone Pratiche italiane rispetto alle europee.

Tabella 4.76 Quadro della partecipazione italiana al Patto dei Sindaci. Fonte: <https://eu-mayors.ec.europa.eu/it/> consultata il 15/05/2024.

La partecipazione italiana al Patto dei Sindaci			
Patto dei Sindaci	Europa	Italia	%
Firmatari	12010	5223	43%
Sostenitori	287	73	25%
Coordinatori	207	72	35%
Piani presentati	8330	3784	45%
Azioni per le Buone Pratiche	21193	7268	34%

La 5° Release del Database del JRC72, aggiornata a gennaio 2024, riporta un'Adesione Regionale al programma europeo di 85 comuni firmatari, per un totale di più di 780.000 abitanti. A livello nazionale l'adesione è pari al 63,53%⁷³ mentre quella regionale è del 40%.

Relativamente alla governance regionale si specifica che la Regione, la Provincia di Gorizia e la Provincia di Udine hanno svolto il ruolo di coordinatori del Patto, mentre il consorzio CEV quello di sostenitore.

La Tabella 4.77 riporta in dettaglio le adesioni regionali suddivise per le 4 province. L'adesione massima di cinque comuni su sei, pari all'83%, si riferisce alla provincia di Trieste, seguita da quella di Pordenone, Gorizia e Udine.

Tabella 4.77 Adesione regionale al Patto dei Sindaci suddiviso per Province.

Adesioni provinciali al Patto dei Sindaci							
Provincia	Comuni Totali	Popolazione	% abitanti x provincia	Comuni aderenti al Patto dei Sindaci	Popolazione aderente	% Adesione	% rispetto totale Aderenti
Gorizia	25	137.899	12%	10	58.816	40%	40%
Pordenone	50	309.473	26%	32	248.327	64%	64%
Trieste	6	228.833	19%	5	232.693	83%	83%
Udine	134	518.442	43%	38	240.399	28%	28%
Totale	215	1.194.647		85	780.235		40%

Le sottoscrizioni al programma europeo possono essere effettuate a titolo individuale o congiunto, con impegni individuali di riduzione di CO₂ (opzione 1) o con impegno condiviso di riduzione di CO₂ (opzione 2). La sottoscrizione congiunta e la redazione del relativo Piano d'Azione viene proposta nel caso di comuni di piccole dimensioni all'interno della stessa area territoriale, per poter garantire la continuità territoriale e risparmi sui costi amministrativi. Nell'opzione 1 ogni membro del gruppo deve caricare il Piano d'azione sul proprio profilo individuale e ciascun consiglio comunale deve approvare il documento. Nella seconda Opzione il Piano d'azione è unico per tutti i membri del gruppo e deve essere approvato da ciascun consiglio comunale.

La Tabella 4.77 riporta la suddivisione provinciale dei PAES/C presentati e attesi per tipologia di adesione. I Piani individuali pubblicati risultano pari al 68%, i restanti 32% sono Piani congiunti, dei quali il 75% con impegni individuali e il 25% con impegni collettivi. La quota dei Piani non presentati risulta pari al 27%.

⁷² <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00354>

⁷³ Dato calcolato su 7904 comuni fonte ISTAT

Tabella 4.78 I PAES/C regionali attesi e presentati dai sottoscrittori.

Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima - FVG					
Provincia	NON PRESENTATI	PRESENTATI			TOTALE
		PAES/C individuali	PAES/C congiunti con impegni individuali Op. 1	PAES/C congiunti con impegni collettivi Op. 2	
Gorizia	1	9			10
Pordenone	7	14	9	2	32
Trieste	1	2	2		5
Udine	14	17	4	3	38
Friuli Venezia Giulia	23	42	15	5	85

Capitolo 5. Lo scenario di Piano

Con il supporto di ENEA, 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 utilizzata 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, ad eccezione dei Trasporti.

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 coerenza 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".

Ulteriori dettagli:

- 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 lockdown, condizionerebbe il livello e i tassi di variazione attraverso i quali sono costruite le proiezioni.

Per il settore dei trasporti si è utilizzato un approccio bottom-up, partendo direttamente dai consumi regionali per modalità di trasporto e imponendo target comunitari e nazionali specifici al 2030 e al 2050, anticipando questi ultimi al 2045. La metodologia e i parametri adottati per questo settore sono descritti nel capitolo 8.

5.1 Analisi scenari evolutivi

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 5.1 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 5.2 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 5.2 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 (Policy 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 (Policy 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 5.1) e dalle tabelle del consumo interno lordo (Tabella 5.3) e delle emissioni di CO₂ (Tabella 5.4), 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 ed ha un riflesso sui risultati di scenario, compreso quello di Policy B regionale.

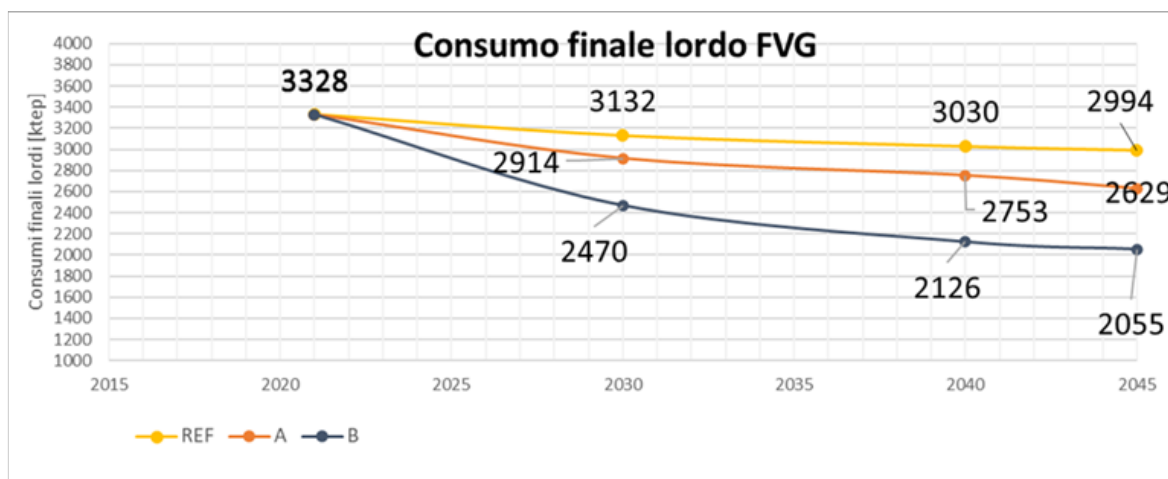


Figura 5.1 Andamento del consumo finale lordo [ktep] in FVG per i tre scenari sviluppati.

Tabella 5.3 Consumi interni lordi [ktep] in FVG per i tre scenari regionali sviluppati.

CIL FVG [ktep]	2021	2030	2040	2045
Riferimento - REF	3.957	3.575	3.478	3.384
PNIEC2023 - Policy A	3.957	3.230	3.107	3.109
Repower EU – Policy B	3.957	3.491	3.107	3.023

Tabella 5.4 Emissioni di CO₂ [ktCO₂] in FVG per i tre scenari regionali sviluppati.

Emissioni CO ₂ stimate [ktCO ₂]	2021	2030	2040	2045
REF	3.353	5.341	4.517	4.260
Policy A	3.353	3.144	2.612	2.222
Policy B	3.353	1.256	636	330

Per poter raggiungere l'obiettivo al 2045 di decarbonizzazione del territorio, come dichiarato nella legge FVGreen, Regione ha ritenuto opportuno che lo scenario obiettivo di Piano da perseguire sia quello allineato al Repower EU, Policy B. Infatti, per poter anticipare le scadenze europee, è necessario intensificare gli sforzi di riduzione dei consumi energetici e aumento della penetrazione delle FER già a partire dal 2030. Si noti, inoltre, che lo scenario relativo al PNIEC 2023 sarà probabilmente rivisto con obiettivi più ambiziosi nella prossima revisione prevista per l'estate 2024. Scegliendo di seguire la strategia più ambiziosa del Policy B, la Regione si assicura che, nonostante gli aggiornamenti del PNIEC futuri, il Piano rimanga comunque aggiornato e in linea con gli obiettivi nazionali.

La stessa metodologia è stata applicata per definire le traiettorie di riduzione dei consumi di energia nei settori Civile e Industriale, le cui linee di indirizzo sono riportate nel capitolo 8, nei rispettivi paragrafi 8.1, 8.2. Nell'elaborazione degli scenari di policy per il settore Trasporti (paragrafo 8.3), su richiesta del Servizio Trasporto Pubblico Regionale e Locale, è stato elaborato un unico scenario, aderente al Programma

Rinnovo Evolutivo Parco Mezzi Trasporto Pubblico Locale, predisposto dal medesimo Servizio. In questo caso, quindi, non sono stati elaborati i due scenari A e B.

Al fine di conseguire il raggiungimento dello scenario di Piano, la Regione ha previsto, oltre a specifiche azioni per un diretto sviluppo delle tecnologie, anche azioni relative alla promozione di figure professionali che possano essere di supporto all'applicazione e gestione delle nuove tecniche finalizzate alla riduzione dei consumi e aumento delle FER. La transizione energetica richiede infatti una vasta gamma di competenze e figure professionali per affrontare le sfide legate alla decarbonizzazione, all'efficienza energetica e all'adozione di energie rinnovabili.

5.2 Scenari regionali per la produzione di energia elettrica

Gli scenari valutati per la definizione delle traiettorie dal 2030 al 2050 di produzione di energia elettrica di fonte rinnovabile e analizzati per la stesura del Piano sono tre:

- Lo scenario di riferimento considerato nel PNIEC2023;
- Lo scenario di policy relativo alle proiezioni nazionali contenute nel PNIEC 2023 e declinate sulla regione FVG;
- Lo scenario di Piano del FVG che ha come orizzonte temporale il 2045 e che tiene conto della strategia europea RePower EU e quella regionale definita nella Legge FVGreen.

Nella figura seguente si riportano le traiettorie della produzione totale di energia elettrica da fonti rinnovabili per i tre diversi scenari (GWh/anno). **Lo scenario più sfidante è quello scelto da Regione FVG che si è data l'obiettivo di anticipare al 2045 il traguardo definito nel PNIEC 2023.** Così come per la definizione della traiettoria di riduzione dei consumi energetici, illustrata nel paragrafo precedente, anche per le FER si preferisce seguire un trend di aumento più deciso fin dal 2030 e orientarsi sulla diminuzione di produzione di energia dalle centrali termoelettriche regionali, riducendo i consumi di gas naturale, potenziando gli impianti alimentati a FER. Per questo Regione FVG si è posta l'obiettivo di raggiungere al 2030 la produzione di circa 6.720 GWh da FER, circa il 20% in più dell'obiettivo PNIEC 2023, corrispondente al Policy A, con un aumento della pendenza della traiettoria progressiva per la tappa del 2040, +32%, e l'anticipo di 5 anni del target previsto a livello nazionale per il 2050.

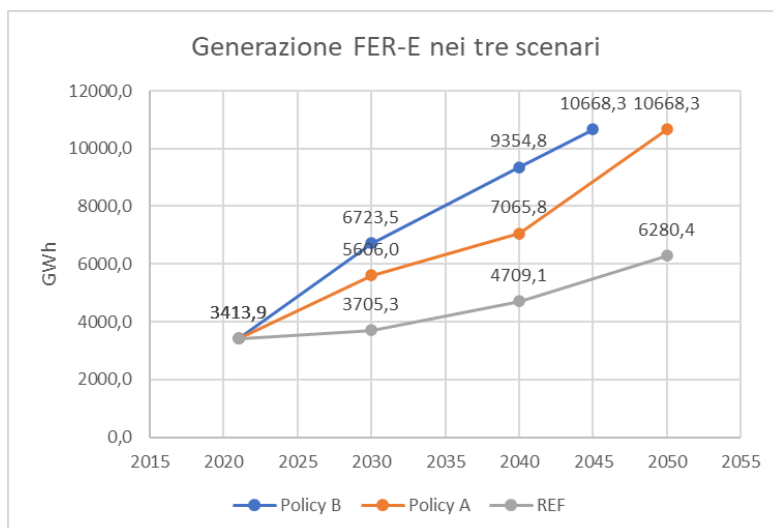


Figura 5.2 Traiettorie di generazione di energia elettrica da FER nei tre scenari analizzati.

Dalla stima dei potenziali tecnici effettuata Regione FVG, oltre ad anticipare il target nazionale del 2050, ha anche scelto di incrementare la quota di energia rinnovabile rispetto a quanto stimato nello scenario di riferimento e in quello del PNIEC 2023. Per il 2030 è previsto un contributo del 79%, per il 2040 del 90% e del 95% per il 2045.

Di seguito il grafico che evidenzia le differenze del contributo di FER elettrica nella generazione totale di energia elettrica regionale, per i tre diversi scenari e nei tre diversi anni di riferimento. Si ricorda che lo scenario di Policy B ha come tappa finale il 2045 e non il 2050 come gli altri scenari analizzati.

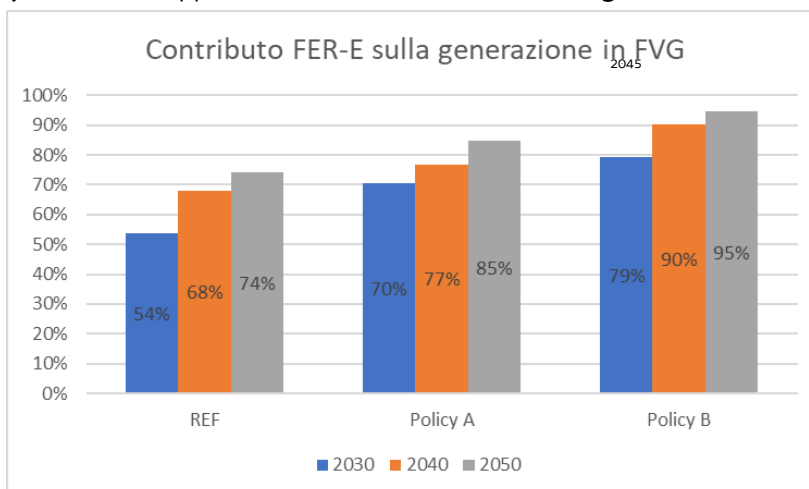


Figura 5.3 Contributo in % delle FER alla produzione di energia elettrica nazionale nei tre scenari nelle tre tappe previste.

Inoltre bisogna tenere conto della bozza di Decreto Aree idonee che stabilisce per ogni Regione italiana una traiettoria precisa sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabile nel periodo 2023-2030. Per la regione FVG è richiesto quanto riportato nella tabella seguente.

Tabella 5.5 Traiettoria di crescita incrementale annuale della capacità rinnovabile elettrica (MW) per il Friuli Venezia Giulia e l'Italia.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FVG	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
ITALIA	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

I dati riportati in tabella descrivono l'incremento dal 2023 al 2030 della potenza di impianti alimentati a FER rispetto al 2021.

Per verificare l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo riportato in tabella, è necessario stimare l'energia prodotta dalle diverse fonti ed applicare ad ognuna un indice che consenta di riportarle ad una stima delle potenze derivate. Si verifica così che, seguendo gli obiettivi dello scenario di Piano, Policy B, **si raggiungerà l'installazione aggiuntiva di circa 3,3 GW rispetto a quanto già presente nel 2020.**

A partire dai dati di potenziale tecnico economico e teorico stimati nel capitolo 7, Regione FVG ha stabilito di indirizzare il proprio Piano nello sviluppo del fotovoltaico, seguendo invece per le altre FER (bioenergie e idroelettrico) lo sviluppo previsto dal PNIEC 2023, declinato a livello regionale secondo la metodologia già descritta nel precedente paragrafo. La Regione vuole quindi raggiungere l'obiettivo al 2030 definito dalla bozza di Decreto Aree Idonee, sostenendo in maniera indiretta le iniziative di parte per un totale di potenza installata di 1,16 GW e in maniera diretta per i restanti 0,80 GW. In quest'ottica l'azione 02.1 descritta nel capitolo 10, di tipo diretto, punta ad assegnare al settore civile 0,50 GW di nuova potenza FER installata, inoltre, nell'azione 8.3 e 12.2 agendo nell'ambito industriale e delle imprese agricole rispettivamente, la Regione assegna ulteriori 0,30 GW di nuova potenza installata, ottenendo il proposito di 0,80 GW installati ovvero il 40% previsto dalla bozza di Decreto Aree Idonee. Nel capitolo 7 si riportano le analisi svolte per settore FER per la stima del potenziale tecnico raggiungibile per fonte sul territorio regionale.

Per quanto riguarda la distinzione per fonte energetica, a partire dalle stime di potenziale tecnico effettuate nel Piano, si riportano di seguito le traiettorie per fonte per i tre scenari elaborati.

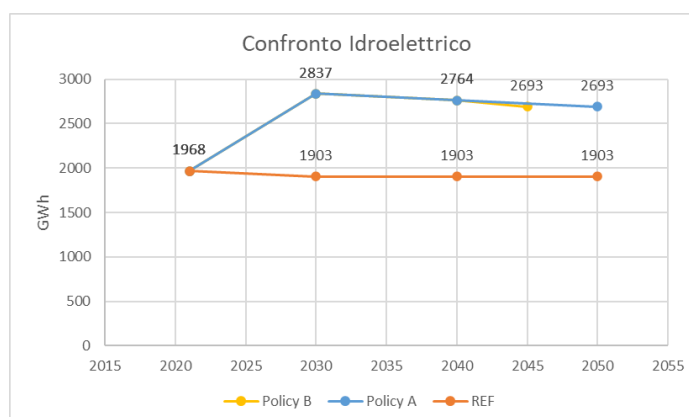




Figura 5.4 Traiettorie di produzione di energia elettrica per fonte di energia rinnovabile, nei tre scenari analizzati.

Capitolo 6. 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 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 due Macro-Obiettivi, descritti di seguito.

6.1 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 imprevedibili 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.

6.2 Gli obiettivi generali

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

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

1. **Sviluppare sistemi di generazione distribuita:** il passaggio da un sistema di produzione dell'energia di tipo centralizzato ad uno di tipo distribuito contribuirà all'incremento della resilienza del sistema energetico regionale riducendo la distanza geografica che separa punti di produzione e punti di consumo. Questo tipo di sistema permetterà quindi di dipendere in misura minore dai grandi sistemi di distribuzione dell'energia nazionali ed internazionali, contribuendo a mettere quindi al riparo il territorio regionale da eventi esterni che possano minarne la stabilità energetica.

2. **Garantire la continuità di servizio:** punto rilevante 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.
3. **Garantire l'accesso all'energia:** essenziale per l'ottenimento di adeguati standard di sicurezza sarà garantire l'accesso all'energia a territori, comunità e 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.

La finalità dell'Indipendenza energetica dovrà essere ottenuta tramite il perseguimento di tre 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.
3. **Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica:** l'ottenimento di un adeguato livello di indipendenza 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 informando e sensibilizzando i cittadini riguardo l'importanza del tema e del loro ruolo in merito.

6.3 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 Generale precedentemente definiti.

6.3.1 Sicurezza energetica

Sicurezza energetica – Sviluppare sistemi di generazione distribuita

Diffondere le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER): tramite lo sviluppo delle CACER 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.

Diffondere l'autoconsumo: si applica lo stesso concetto che si pone alla base delle CACER 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.

Sicurezza energetica - Garantire la continuità di servizio

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.

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.

6.3.2 Indipendenza energetica

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 cittadini: 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 de-carbonizzazione 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 la produzione 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 un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile: l'attenzione sull'idrogeno come strumento per la transizione energetica è in continua crescita a tutti i livelli politici. Infatti, in uno scenario globale fortemente contraddistinto da variazioni ed incertezze anche per quanto riguarda l'approvvigionamento energetico, è stato riconosciuto il ruolo chiave dell'idrogeno quale acceleratore del processo di transizione energetica in corso, soprattutto in una visione di medio-lungo periodo. Il Friuli Venezia Giulia ha sostenuto sin dal principio la costruzione di un ecosistema dell'idrogeno che comprenda l'intera filiera; tale impegno è stato ratificato con la Lettera di intenti trilaterale sottoscritta nel marzo 2022 unitamente alle Repubbliche di Slovenia e Croazia. La Regione ha inoltre scelto di individuare nell'idrogeno il proprio Progetto Bandiera PNRR, comportando uno stanziamento congiunto di fondi PNRR e fondi regionali volti a sviluppare infrastrutture di ricerca anche in collaborazione con le imprese. In ambito regionale sono già presenti due progetti: la North Adriatic Hydrogen Valley (NAHV), in collaborazione con Slovenia e Croazia, e il progetto PNRR per la produzione di idrogeno verde in aree dismesse condotto insieme ad AcegasApsAmga e HestAmbiente S.r.l per la realizzazione del progetto Hydrogen Hub Trieste. Le potenzialità dell'idrogeno in tema energetico si estendono quindi 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 rinnovabili: 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 scarsamente 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 di tutte le fonti energetiche rinnovabili, incluse quelle meno sfruttabili, risulta di grande importanza nell'ampliamento del paniere energetico a disposizione del territorio regionale.

Indipendenza 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 sull'importante ruolo che i cittadini possono avere in questo percorso di perseguimento comune degli obiettivi.

Aumentare la consapevolezza ed ampliare le possibilità di scelta dei cittadini: la transizione energetica introduce molte nuove tematiche e meccanismi che possono apparire di difficile comprensione per la cittadinanza. Fondamentale sarà quindi sensibilizzare, informare e formare i cittadini su questo tema, in modo da incrementare le capacità di scelta degli stessi in ambito energetico e di garantire un'adeguata formazione agli operatori del settore.

Tabella 6.1 struttura complessiva degli obiettivi del Piano Energetico Regionale.

Macro-Obiettivo	Obiettivo Generale	Obiettivo di Piano
Sicurezza energetica	Sviluppare sistemi di generazione distribuita	Diffondere le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile
		Diffondere l'autoconsumo
	Garantire la continuità di servizio	Sviluppare e salvaguardare le reti
	Garantire l'accesso all'energia	Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas
Ridurre la povertà energetica		
Indipendenza energetica	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione
		Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei cittadini
		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 la produzione energetica delle imprese agricole
		Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile
		Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili
	Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	Favorire un senso di aggregazione e comunità
		Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini

Capitolo 7. Strategie di sviluppo delle fonti rinnovabili

7.1 Identificazione delle fonti rinnovabili disponibili in regione e analisi delle potenzialità di sviluppo

7.1.1 Settore bioenergie

7.1.1.1 Valutazione della disponibilità di biomassa in Friuli Venezia Giulia

L'ENEA, nell'ambito delle attività svolte all'interno della Divisione di Bioenergia, Bioraffineria e Chimica Verde (BBC) afferente al Dipartimento di Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili (TERIN), si occupa già dal 2009 di analisi di disponibilità di biomasse sia per scopi energetici sia per applicazioni bio-based sull'intero territorio nazionale. Fiore all'occhiello di tutte le attività legate alla valutazione del potenziale di sfruttamento delle biomasse è l'Atlante Nazionale delle Biomasse⁷⁴, elaborato nel 2009 nell'ambito dell'Accordo di Programma sulla "Ricerca di Sistema Elettrico" in collaborazione con il Ministero dello Sviluppo Economico e continuamente aggiornato. L'Atlante è basato su una piattaforma tecnologica di tipo WebGIS che consente di gestire i database sulle biomasse costruiti da ENEA, importare i server WMS (*Web Map Server*) come quelli del Portale Cartografico Nazionale, restituendo all'utente finale delle mappe tematiche di disponibilità delle biomasse facili da leggere e interpretare.

Esso restituisce, per le diverse annualità, la disponibilità potenziale e, 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 gli scarti agro-industriali, la FORSU, ecc.) sia di biomasse primarie (come l'incremento forestale sostenibile al prelievo) sia di alcune colture energetiche. Si rimanda ai rapporti tecnici⁷⁵ ⁷⁶ per un maggior approfondimento della metodologia applicata per il calcolo e l'elaborazione del portale WebGIS.

La Figura 7.1 mostra i dati relativi alla disponibilità potenziale di alcune biomasse su 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 7.1 disponibilità potenziale di biomasse su scala nazionale (2021).

Al fine della quantificazione delle biomasse potenzialmente disponibili in Friuli Venezia Giulia utilizzabili per scopi energetici, sono state analizzate le seguenti tipologie di biomassa:

⁷⁴ <http://atlantebiomasse.brindisi.enea.it/atlantebiomasse/mappe.html>

⁷⁵ Motola V. et al., «Censimento potenziale energetico biomasse, metodo indagine, atlante biomasse su web-gis,» 2009. [Online]. Disponibile: https://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/censimento-biomasse/rse167.pdf.

⁷⁶ 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.

- Residui agro-industriali: tale categoria comprende paglia di cereali, lolla di riso, olio vegetale producibile da colture energetiche, patate, sansa da produzione di olio di oliva, noccioli di frutta e vinaccia;
- Rifiuti derivanti da raccolta differenziata;
- Reflui zootecnici;
- Biomassa forestale;
- Residui dall'arboricoltura da legno (Pioppo);
- 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 Economico⁷⁵. 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 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 ed 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 2022⁷⁷).
- **Produzione raccolta:** (Massa di prodotto raccolto sulla superficie in produzione; t/anno di tal quale: dato statistico Istat 2022⁷⁷).
- **Sottoprodotto/Prodotto:** (Rapporto tra le masse di prodotto principale e di sottoprodotto principale della coltura⁷⁵).
- **Umidità:** (Contenuto medio in acqua del sottoprodotto principale al recupero; % sul tal quale⁷⁵).

La procedura utilizzata è:

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

⁷⁷ ISTAT. [Online]. Disponibile: <http://dati.istat.it/>. [Consultato il giorno 15 Aprile 2024]

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.

In tal senso, l'Atlante si rivela come uno strumento efficace e potente di supporto alle decisioni riguardanti l'installazione e la logistica degli impianti a biomassa nonché uno strumento di pianificazione e monitoraggio degli obiettivi di politica energetica locale e nazionale.

Residui agro-industriali

I dati sulla disponibilità di biomassa a livello regionale sono distribuiti per provincia e calcolati utilizzando opportuni fattori di conversione tra prodotto principale e residuo agroindustriale ricavati da stime quantitative effettuate su frazioni di residui agroindustriali prelevati a campione nelle industrie di trasformazione (i.e. cantine vinicole, frantoi, industrie di trasformazione, etc.). La distribuzione dei potenziali è poi allocata per provincia di raccolta, ma, fatta eccezione per le paglie e le potature che sono raccolte direttamente in campo, occorre precisare che i quantitativi di residui agroindustriali sono prelevabili a valle dei centri industriali di trasformazione, che possono essere anche in regioni diverse rispetto alle aree di raccolta agricola.

Il calcolo della disponibilità effettiva delle biomasse residuale di tipo agro-industriale viene effettuato considerandone dapprima l'utilizzo attuale e poi valutandone i benefici derivanti da una diversa applicazione (destinazione d'uso). Attualmente, le paglie vengono utilizzate principalmente in campo zootecnico come cibo o lettiera per animali. Le potature vengono in minima parte recuperate come legna da ardere, per la quasi totalità trinciate ed interrate in campo come fertilizzante o in alcuni casi allontanate dal campo e bruciate. Le sanses vengono spesso utilizzate direttamente nei frantoi oleari dove vengono prodotte come combustibile tal quale per il riscaldamento, distribuite direttamente in campo tal quali o sotto forma di digestato come ammendante nei terreni agricoli, inviate ai sansifici per la produzione dell'olio di sansa, separate dal nocciolino da destinare alla combustione diretta o alla pelletizzazione, separate dalle buccette per ottenere biogas. Oggi le sanses sono impiegate principalmente per scopi energetici, pertanto, la loro disponibilità è limitata; questo unito all'elevata quotazione di mercato, intorno ai 120/140 € a tonnellata, le rende scarsamente disponibili. Un maggiore contributo alla disponibilità di sanses potrebbe derivare dallo sviluppo di tecnologie di estrazione dell'olio cosiddette a due fasi, che comportano una produzione di sanses molto più umide di quelle in uscita dal processo cosiddetto a tre fasi e, di conseguenza, meno appetibili per gli attuali piccoli utilizzatori di sansa. Questa tipologia di sanses sarebbe disponibile in maggiori quantità con un discreto potere calorifico a prezzi notevolmente più bassi. Le vinacce vengono utilizzate nelle distillerie per produrre grappe o

utilizzate in impianti di bioraffineria per la produzione di biomateriali e biomolecole ad alto valore aggiunto. I semi possono essere utilizzati per l'estrazione di olio di vinaccioli, commercializzato tal quale come alimento o utilizzati nel campo della cosmesi. Diversi studi, condotti sia a livello nazionale (Progetto ENAMA ⁷⁸) sia a livello internazionale (S2 Biom Project⁷⁹, Biomass Flow in the European Union⁸⁰) hanno cercato di quantificare il potenziale realmente disponibile di biomassa per scopi energetici e/o per applicazioni bio-based al netto degli attuali utilizzi. 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 40 e il 50%. Per le altre biomasse agro-industriali prese in considerazione le percentuali di utilizzo attuale sono: il 33% del prodotto totale per le vinacce e il 10-15% del prodotto totale per i pastizzi di agrumi.

Nella tabella sottostante (Tabella 7.1) si riportano i dati relativi alla disponibilità lorda di biomasse agro-industriali nella regione Friuli Venezia Giulia, distribuiti per provincia e riferiti all'anno 2022.

⁷⁸ ENAMA, «Progetto Biomasse,» 2011. [Online]. Disponibile: <https://www.progettobiomasse.it/>. [Consultato il giorno 15 Aprile 2024]

⁷⁹ S2Biom project. [Online]. Disponibile: <https://www.s2biom.eu/>. [Consultato il giorno 15 Aprile 2024]

⁸⁰ Gurría P. et al., «Biomass flows in the European Union: The EU Biomass Flows tool, version 2020» EUR 30454 EN, Publications Office 2020, 2020

Tabella 7.1 produzione suddivisa per province di alcune frazioni di biomasse agro-industriali.

BIOMASSE AGRO-INDUSTRIALI								
Provincia	Gusci (t _{s.s.})	Lolla (t _{s.s.})	Olio da colture oleaginose (t)	Paglia (t _{s.s.})	Potature (t _{s.s.})	Sansa (t _{s.s.})	Noccioli (t _{s.s.})	Vinaccia (t _{s.s.})
Udine	25	21	29.508	366.016	52.348	71	157	10.357
Gorizia	3	0	2.957	28.010	19.271	28	36	3.983
Trieste	0	0	0	0	1.048	119	0	159
Pordenone	9	0	11.561	145.035	209.829	34	8	12.216
TOTALE	37	21	44.027	539.061	133.421	251	202	26.715

Rifiuti derivanti da raccolta differenziata

La stima dei quantitativi di Rifiuti Solidi Urbani (RSU) provenienti dalla raccolta differenziata deriva dal database fornito dalla Regione Friuli Venezia Giulia e scaricabile dal sito dall' Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente (ARPA) del Friuli Venezia Giulia⁸¹. In Tabella 7.2 vengono riportati i dati distribuiti per provincia relativi alle matrici idonee ad essere utilizzate per scopi energetici aggiornate al 2022 che sono:

- Frazione Organica (FORSU);
- Legno.

Tabella 7.2 Disponibilità di biomasse provenienti da raccolta differenziata (RSU) suddivise per provincia (2022).

BIOMASSE DA RACCOLTA DIFFERENZIATA		
Provincia	Frazione Organica (t)	Legno (t)
Udine	36.988	13.109
Gorizia	10.129	2.967
Trieste	6.631	3.778
Pordenone	25.734	6.829
TOTALE	79.483	26.684

⁸¹ ARPA Friuli Venezia Giulia. [Online]. Disponibile: https://www.arpa.fvg.it/documents/4606/RU_FVG_22_ultimo1.xlsx.
[Consultato il giorno 15 Aprile 2024]

Reflui zootecnici

I reflui zootecnici rappresentano un residuo interessante per le loro diverse applicazioni, tra le quali spicca la produzione di biometano attraverso il processo di digestione anaerobica (DA). Questa fattispecie rientra nell'Allegato 9 della Direttiva RED II ed è riferita ai biocarburanti prodotti da matrici definiti come "biocarburanti avanzati *double-counting*" che, in virtù di una loro maggiore sostenibilità, hanno accesso a maggiori incentivi calcolati in rapporto al doppio del contenuto energetico che riescono a fornire.

Per la valutazione del potenziale di reflui zootecnici presenti nella regione Friuli Venezia Giulia si è fatto riferimento alla banca dati del Sistema Informativo Veterinario – Statistiche⁸². In tale portale vengono riportati il numero di capi, suddivisi tra bovini, bufalini, caprini, ovini, maiali, cinghiali e avicoli, presenti in ogni regione d'Italia.

Per il calcolo dei reflui zootecnici potenzialmente disponibile si è fatto riferimento al lavoro di N. Scarlat *et al.* relativo all'anno 2018⁸³. È possibile quindi stimare un potenziale regionale di reflui zootecnici, al 31 dicembre 2022, di **1.710.864 t**.

Biomassa forestale

Relativamente allo sfruttamento forestale per scopi energetici, bisogna prima di tutto far riferimento alle leggi che regolano tale sfruttamento, in generale, di tale tipologia di biomassa. In particolare, abbiamo:

- Il **Regolamento LULUCF, regolamento (UE) 2018/841**: è 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 i nostri 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 oggi 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.
- Il **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 (LULUCF Regolamento). 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.

⁸² Sistema Informativo Veterinario – Statistiche, Disponibile: https://www.vetinfo.it/j6_statistiche/#/

⁸³ N. Scarlat, F. Fahl, J.-F. Dallemand, F. Monforti e V. Motola, «A spatial analysis of biogas potential from manure in Europe,» *Renewable Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 915-930, 2018

- La **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%⁸⁴.

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. Tale regolamento disciplina le emissioni di gas serra e degli assorbimenti di CO₂ nel settore dell'uso suolo e della silvicoltura. Le nuove norme fissano obiettivi UE più ambiziosi per gli assorbimenti di CO₂ entro il 2030, che variano da 225 Mt CO_{2eq} a 310 MtCO_{2eq} (+38%). Il nuovo valore della riduzione netta delle emissioni di gas ad effetto serra per l'Italia è pari a - 35.758 kt CO_{2eq} al 2030. Questo incremento sicuramente si tradurrà in una diminuzione della percentuale di prelievo di incremento forestale che potrà essere utilizzato per tutti i diversi scopi, questo perché il livello di riferimento forestale per 2021-2025, utilizzato per l'elaborazione della Strategia Forestale era stato calcolato in base al vecchio obiettivo LULUCF. Nel corso dell'anno la Commissione Europea dovrebbe comunicare i nuovi livelli di riferimento per il periodo 2026 - 2030. Nell'ambito di questo studio, si è assunto che la percentuale attualmente utilizzabile di biomassa forestale è pari al 45% dell'attuale incremento forestale. I dati relativi alla superficie e all'incremento forestale sono stati acquisiti dall'ultimo Inventario Nazionale delle Foreste e dei Serbatoi Forestali di Carbonio (INFC) del 2015⁸⁵.

Nel 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 (e.g. 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.

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

⁸⁴ Rapporto sullo stato delle foreste e del settore forestale in Italia (RAF) 2017- 2018, Disponibile: <https://www.reterurale.it/RAFITALIA>

⁸⁵ Inventario Forestale Nazionale. [Online]. Disponibile: <https://www.inventarioforestale.org/it/>. [Consultato il giorno 15 Aprile 2024]

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

In regione Friuli Venezia Giulia sono presenti 332.556 ha di bosco (dei quali 323.556 ha sono definiti dall'Inventario Forestale Nazionale 2015 boschi alti), di cui risulta essere disponibile al prelievo legnoso circa 203.449 ha, pari al 61% dell'intera superficie boschiva. L'incremento medio annuo del bosco in regione Friuli Venezia Giulia è di circa 5,2 m³/ha, da cui deriva un incremento annuo del bosco disponibile al prelievo legnoso di circa 1.057.935 m³/anno. Considerando che può essere prelevato, per tutti gli scopi, solo il 45% dell'incremento, deriva un potenziale totale di circa 476.071 m³/anno. Al fine di valutare quale sia la quota disponibile per scopi energetici, si è assunto come riferimento la bozza del Decreto FER 2 (approvato dalla Commissione Europea in 4 giugno 2024⁸⁶) dove la percentuale di biomassa primaria, come ad esempio la biomassa forestale, che può essere utilizzata per alimentare un impianto a biomassa che produce energia è di solo il 20% della totale alimentazione. Applicando tale percentuale alla biomassa forestale utilizzabile per tutti gli scopi, ne deriva un potenziale destinabile a scopi energetici di circa 95.214 m³/anno, corrispondente a circa **48.559 t/anno**. Nella tabella sottostante si riporta la distribuzione provinciale della disponibilità di biomassa forestale, secondo la metodologia applicata, valutata considerando sia i dati del portale WebGIS EagleFVG (<https://eaglefvg.regione.fvg.it/>) che quelli della mappa delle Foreste disponibili al prelievo (FAWS)⁸⁷ elaborata dal Joint Research Center (JRC).

Tabella 7.3 Disponibilità di biomassa forestale a scopi energetici in Friuli Venezia Giulia.

BIOMASSE FORESTALE	
Provincia	Disponibilità (t/anno)
Udine	33.867
Gorizia	2.081
Trieste	2.165
Pordenone	10.446
TOTALE	48.559

È stata effettuata inoltre, una valutazione del potenziale di biomassa forestale derivante dai residui che si producono dalle operazioni di raccolta del legno. Tali residui comprendono generalmente rami, foglie, ceppi, radici, cime, cortecce e legno di fusto invendibile. Da indagine bibliografica⁸⁸ [20] risulta che il tasso medio di residui derivanti dalla produzione totale di legname è pari al 40% del legno prelevato e che la percentuale prelevabile è circa il 60%. Al fine di valutare il potenziale massimo, immaginando di prelevare il 45% dell'incremento annuo dei boschi accessibili al prelievo e considerando i parametri menzionati

⁸⁶ <https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-la-commissione-europea-approva-il-decreto-fer-2>

⁸⁷ <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/FISE>

⁸⁸ Konstantinavičienė J., Assessment of Potential of Forest Wood Biomass in Terms of Sustainable Development, *Sustainability*, n. 15, 2023, <https://doi.org/10.3390/su151813871>

precedentemente, ne deriva un potenziale di circa **58.271 t/anno**. La Tabella 7.4 mostra la distribuzione provinciale sulla base dei geodati acquisiti dal portale WebGIS EagleFVG (<https://eaglefvg.regione.fvg.it/>) e dalla mappa delle Foreste disponibili al prelievo (FAWS) elaborata dal Joint Research Center (JRC).

Tabella 7.4 Residui Forestali suddivisi per provincia in Friuli Venezia Giulia.

RESIDUI FORESTALI	
Provincia	Disponibilità (t/anno)
Udine	40.641
Gorizia	2.497
Trieste	2.598
Pordenone	12.535
TOTALE	58.271

I dati riportati fanno riferimento ad analisi volte alla quantificazione del potenziale teorico di biomassa forestale, destinabile a scopo energetico, in regione Friuli Venezia Giulia.

Inerente lo **stato attuale**, si riporta una stima effettuata e condivisa dal Servizio foreste e corpo forestale della Regione Friuli Venezia Giulia. La superficie forestale pianificata in regione, ovvero gestita sulla base di strumenti di pianificazione (piani di gestione e schede forestali) valutati ed approvati dalla Regione, è pari 136.690 ha, pari a quasi il 42,27% dell'intera superficie boschiva regionale. La massa legnosa annua utilizzabile pianificata è pari a 204.000 m³ lordi. Da questo valore, sulla base del principio dell'uso a cascata del legno che prevede che venga destinata a triturazione solamente la parte residuale e meno pregiata del legname utilizzato, applicando una percentuale del 10%, possiamo stimare che la quantità di legno da triturazione ammonti a circa 20.000 m³ all'anno. Occorre tener presente che triturazione non vuol dire solo uso energetico ma anche produzione di pannelli, la cui industria in Friuli Venezia Giulia è particolarmente sviluppata. Quindi si può forfettariamente stimare che, escludendo utilizzi industriali, si può ragionare su un 4% a finalità energetica, ovvero circa 8.000-10.000 m³ all'anno. Inoltre, sulla base dei dati relativi alle comunicazioni di utilizzazioni che gli uffici regionali ricevono annualmente relativamente a superfici forestali non pianificate, si può ipotizzare di aumentare mediamente di 1/3 il valore sopra indicato, arrivando così a oltre 13.000-15.000 m³ all'anno a fini energetici che, corrispondono in termini di tonnellate a circa 12.000 tonnellate/anno.

Residui Pioppicoltura

È stata effettuata un'analisi relativa alla disponibilità di materiale legnoso derivante dalla pioppicoltura. Secondo i dati prodotti nell'ultimo Inventario nazionale forestale⁸⁵, in Friuli Venezia Giulia sono presenti

6.540 ha di pioppi. L'incremento medio annuo di tale coltura arborea è di circa 22,4 m³/ha⁸⁹. Da ricerche bibliografiche emerge che circa il 6% dei pioppeti vengono utilizzati a scopo energetico⁹⁰. Deriva un potenziale teorico annuale, calcolato a partire dall' incremento annuo, di circa 8.790 m³. Come riportato da uno studio effettuato da Federlegno-Arredo⁹¹, i residui derivanti dall'operazioni di taglio e raccolta dei pioppi utilizzati per la produzione di biomateriale, che potrebbero essere destinati a scopo energetico, sono circa il 27,7% della massa legnosa prelevata. Considerando l'incremento annuo totali della pioppicoltura, pari a 146.496 m³/anno, decurtando la quota del 6% destinato a scopo energetico, deriva un incremento totale, destinabile per la produzione di biomateriali, di 137.706 m³/anno. Essendo il 27,7% residui non idonei all'utilizzo per biomateriali, ma destinabili a scopo energetico, ne consegue un potenziale di circa 38.145 m³/anno. Convertendo il dato da volume a massa, si ottiene una disponibilità teorica totale di circa 15.260 t/anno.

Al fine di georiferire tale disponibilità potenziale, si è usato il portale cartografico Eagle FVG, dal quale è stato possibile valutare la distribuzione provinciale dei pioppeti. In Tabella 7.5 si riporta la distribuzione provinciale del potenziale teorico di biomassa da pioppo.

⁸⁹ Buresti Lattes E., Mori P, *Progettazione, realizzazione e gestione delle Piantagioni da legno Policicliche di tipo Naturalistico (PPN)*, Arezzo: Ed. Compagnia delle Foreste, 2016

⁹⁰ Levarato G., Pra A., Pettenella D, *Quale futuro per la pioppicoltura? Indagine sul quadro attuale e le prospettive d'impiego industriale del legname di pioppo*, Padova: ETIFOR Srl – Spin-off dell'Università di Padova, 2018

⁹¹ Federlegno-Arredo. [Online]. Disponibile: <https://www.federlegnoarredo.it/it/associazioni/assopannelli/approfondimenti-news/pioppicoltura/pioppicoltura-e-biomassa>. [Consultato il giorno 10 Settembre 2023]

Tabella 7.5 Disponibilità residui pioppicoltura suddivisa per provincia.

RESIDUI PIOPPICOLTURA	
Provincia	Disponibilità (t/anno)
Udine	10.682
Gorizia	2.289
Trieste	
Pordenone	2.289
TOTALE	15.260

Residui provenienti dalla gestione del verde urbano

La valutazione della disponibilità di residui proveniente dalla gestione del verde urbano è stata effettuata a partire dai dati inerenti la gestione dei rifiuti urbani, condivisi dalla Regione Friuli Venezia Giulia e reperibili sul sito di ARPA Friuli Venezia Giulia⁸¹. I residui biodegradabili derivanti dall'attività di manutenzione/gestione del verde pubblico rientrano all'interno del Catalogo Europeo dei Rifiuti (CER), stabilito ai sensi della direttiva 75/442/CEE, con codice **200201**, ossia rifiuti biodegradabili prodotti da giardini e parchi. I dati inerenti la disponibilità, su scala provinciale, aggiornati al 2022 sono riportati in Tabella 7.6.

Tabella 7.6 Rifiuti Biodegradabili prodotti da Giardini e Parchi (2022).

Rifiuti Biodegradabili prodotti da Giardini e Parchi	
Provincia	Disponibilità (t/anno)
Udine	25.809
Gorizia	8.191
Trieste	5.606
Pordenone	18.477
TOTALE	58.083

7.1.1.2 *Valutazione della disponibilità teorica di bioenergia (potenziale teorico)*

Dopo la valutazione della disponibilità teorica di biomasse, è stata condotta l'analisi del potenziale bioenergetico teorico della regione Friuli Venezia Giulia ovvero della disponibilità teorica a livello regionale di bioenergia da biomasse. A tale scopo, le biomasse valutate sono state suddivise in due macro categorie:

- le biomasse idonee alla combustione, volte alla produzione di calore;

- le biomasse idonee alla digestione anaerobica, volte alla produzione in cogenerazione (CHP) di energia elettrica e calore.

In Tabella 7.7 si riporta una descrizione delle due macrocategorie individuate.

Tabella 7.7 Raggruppamento delle biomasse ai fini del calcolo del potenziale bioenergetico teorico.

Biomasse Combustione	Biomasse Digestione Anaerobica
Biomassa Forestale	FORSU
Residui Pioppicoltura	Paglia
Legno da Raccolta Differenziata	Vinaccia
Potature Alberi da Frutto	Sansa
Manutenzione Verde Urbano	Manure Zootecnica

Le tecnologie di conversione energetica prese in considerazione sono la Digestione Anaerobica (DA) per quanto riguarda le biomasse, e la Combustione (C).

Digestione Anaerobica (DA)

La digestione anaerobica (DA), in inglese *Anaerobic Digestion (AD)*, è un processo biologico di degradazione di un substrato organico (la biomassa) in assenza di ossigeno libero. Esso avviene ad opera di microrganismi (batteri) che prelevano dalla biomassa l'ossigeno necessario alle loro funzioni vitali producendo biogas (una miscela di metano, anidride carbonica e altri gas di importanza minore) e un fango chiamato "digestato". In particolare, il biogas prodotto contiene metano per il 50-70%, anidride carbonica per il 30-40% e altri gas in percentuali più basse. Il biogas è un combustibile che può essere utilizzato per produrre elettricità e/o calore, come carburante per veicoli o trasformato in biometano rimuovendo la CO₂. La digestione anaerobica può essere utilizzata per diverse tipologie di biomassa, principalmente biomassa umida e rifiuti organici, quali residui e rifiuti organici agricoli, municipali e industriali, fanghi di depurazione, grassi animali e residui di macellazione e biomassa acquosa. Gli impianti di digestione anaerobica sono per lo più collegati a motori a gas per la produzione di energia termica (calore), energia elettrica e cogenerazione. È una tecnologia commerciale consolidata per il letame, i rifiuti alimentari e agricoli, con un TRL intorno a 8 -9. I parametri necessari al fine di valutare la conversione energetica derivano da uno studio dell'*International Energy Association (IEA)*⁹² e da letteratura⁹³, i cui parametri sono sintetizzati nella tabella sottostante.

⁹² IEA (2020), Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

⁹³ Cristina Gordo, Adrian Devesa, Enrique Doheijo, «Towards an Integrated Energy System: Assessing Bioenergy's Socio-Economic and Environmental Impact.» Deloitte, 2022, https://bioenergyeurope.org/wp-content/uploads/2024/01/Deloitte-Report-2022_Towards-an-Integrated-Energy-System.pdf

Tabella 7.8 Parametri energetici scelti per la valutazione potenziale energetico da Digestione Anaerobica.

Resa Media produzione in Biogas	Valore
Paglia	1,86 MWh/t tal quale
FORSU	2,6 MWh/t tal quale
Vinaccia	0,77 MWh/t tal quale
Manure Bovini/Ovini/Capriani	0,093 MWh/t tal quale
Manure Maiali/Avicoli	0,45 MWh/t tal quale
Sansa	0,93 MWh/t tal quale
Rendimento medio sulla produzione elettrica	0,35
Rendimento medio sulla produzione termica	0,45

Combustione (C)

La combustione rappresenta l'opzione più consolidata e matura di produzione di energia a partire dalle biomasse solide. Essa può essere praticata sia su piccola scala sia su larga scala per la produzione di solo calore (energia termica) o di sola elettricità (energia elettrica) o per la produzione combinata di elettricità e calore (*Combined Heat and Power, CHP*).

In questo lavoro, considerando anche gli input derivanti dagli scambi con la regione Friuli Venezia Giulia, si è valutato il calore derivante dalla combustione delle biomasse elencate nella Tabella 7.8.

Al fine di valutare il potenziale bioenergetico derivante dall'uso della tecnologia descritta per lo sfruttamento delle biomasse solide, sono stati presi in considerazione i parametri energetici riportati in uno studio del Comitato Termotecnico Italiano⁹⁴ e da un documento ENEA⁹⁵, opportunamente sintetizzati nella tabella sottostante.

⁹⁴ <https://www.cti2000.it/utills/downloadfile.php?table=pubblicazioni&id=6799>

⁹⁵ https://www.energiaenergetica.enea.it/media/attachments/2021/02/22/caldaie_biomassa.pdf

Tabella 7.9 Parametri energetici scelti per valutazione potenziale energetico da Combustione.

Parametro	Valore
Potere Calorifero Inferiore Biomassa Solida secca	4,1 kWh/kg
Potere Calorifero Inferiore Biomassa Solida tale quale	3,5 kWh/kg
Rendimento medio sulla produzione termico	0,85

Potenziale Energetico Teorico da Digestione Anaerobica (DA)

Come evidenziato precedentemente, per le biomasse idonee alla digestione anaerobica è stato calcolato il potenziale energetico teorico, considerando una DA seguita da una combustione, in assetto CHP. Per le biomasse per le quali è stato possibile effettuare una valutazione di disponibilità provinciale (paglia, vinaccia, sansa e FORSU), si riportano i dati relativi alla potenziale energia producibile su scala provinciale.

Tabella 7.10 Disponibilità di residui agro-industriali da destinare potenzialmente ad impianti di Digestione Anaerobica (DA).

Provincia	Paglia	Vinaccia	Sansa	Frazione Organica	TOTALE	Elettricità	Calore
	(MWh/anno)				(MWh/anno)	(MWh _{el} /anno)	(MWh _t /anno)
Udine	1.084.197	15.949	187	96.169	1.196.503	418.776	538.426
Gorizia	74.242	6.134	51	26.336	106.764	37.367	48.044
Trieste	0	245	221	17.241	17.707	6.197	7.968
Pordenone	438.023	18.812	64	66.909	523.808	183.333	235.713
TOTALE	1.596.462	41.141	523	206.655	1.844.782	645.674	830.152

Un'altra biomassa idonea ad essere trattata in impianti di DA è rappresentata dalla "manure" zootecnica. Il potenziale energetico teorico, calcolato per l'intero territorio regionale, è pari a quasi 180 GWh_{el}/anno e di 231 GWh_t/anno.

Tabella 7.11 Disponibilità di residui zootecnici da destinare potenzialmente ad impianti di Digestione Anaerobica (DA).

Regione	Bovini	Ovini	Caprini	Suini	Avicoli	TOTALE	Elettricità	Calore
	(MWh/anno)					(MWh/anno)	(MWh _{el} /anno)	(MWh _t /anno)
Friuli Venezia Giulia	66.351	851	376	233.504	213.049	514.131	179.946	231.359

Dall'elaborazione dei dati si evince che lo sfruttamento energetico del **potenziale teorico delle biomasse idonee alla DA in assetto cogenerativo potrebbe essere di quasi 826 GWh_{el}/anno e di circa 1.062 GWh_t/anno.**

Potenziale Energetico Teorico da Combustione (C)

Le biomasse maggiormente idonee ad essere impiegate in impianti a combustione sono le biomasse elencate in Tabella 7.12. Considerando i valori presi come riferimento in Tabella 7.11, il **potenziale teorico energetico producibile è pari a 1.186 GWh**. Nella tabella sottostante si riportano i dati relativi alla potenziale energia producibile dalle biomasse disponibili su scala provinciale.

Tabella 7.12 Disponibilità di biomasse da destinare potenzialmente ad impianti di combustione (C).

Provincia	Legno	Verde Urbano	Potature	Biomassa Forestale (inclusi Residui Forestali e di Pioppicoltura)	TOTALE	Calore
	MWh/anno				MWh/anno	MWh _t /anno
Udine	45.882	76.781	275.677	298.165	696.505	592.029
Gorizia	10.385	24.369	100.895	24.035	159.684	135.731
Trieste	13.224	16.678	6.061	16.671	52.634	44.739
Pordenone	23.902	54.968	318.925	88.445	486.240	413.304
TOTALE	93.392	172.796	701.559	427.315	1.395.063	1.185.804

7.1.1.3 Sintesi della stima del potenziale di bioenergia

L'analisi inerente alla disponibilità di biomasse, potenzialmente utilizzabili per scopi energetici in regione Friuli Venezia Giulia, ha portato a stimare circa 743 kt di biomassa agroindustriale, 122 kt di biomassa forestale e 164 kt di biomassa da raccolta differenziata, come riportati nelle tabelle sottostanti e suddivisi per macro categoria di biomasse.

Tabella 7.13 Produzione di biomasse agro-industriali suddivise per provincia in Friuli Venezia Giulia.

BIOMASSE AGRO-INDUSTRIALI								
<i>Provincia</i>	Gusci	Lolla	Olio da colture oleaginose	Paglia	Potature	Sansa	Noccioli	Vinaccia
	(t_{s.s.})	(t_{s.s.})	(t)	(t_{s.s.})	(t_{s.s.})	(t_{s.s.})	(t_{s.s.})	(t_{s.s.})
Udine	25	21	29.508	366.016	52.348	71	157	10.357
Gorizia	3	0	2.957	28.010	19.271	28	36	3.983
Trieste	0	0	0	0	1.048	119	0	159
Pordenone	9	0	11.561	145.035	209.829	34	8	12.216
TOTALE	37	21	44.027	539.061	133.421	251	202	26.715

BIOMASSA FORESTALE				BIOMASSE DA RACCOLTA DIFFERENZIATA		
<i>Provincia</i>	Biomassa Primaria	Residui Forestali	Residui Pippicoltura	Frazione Organica	Legno	Rifiuti Biodegradabili prodotti da Giardini e Parchi
	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)
Udine	33.867	40.641	10.682	36.988	13.109	25.809
Gorizia	2.081	2.497	2.289	10.129	2.967	8.191
Trieste	2.165	2.598	0	6.631	3.778	5.606
Pordenone	10.446	12.535	2.289	25.734	6.829	18.477
TOTALE	48.559	58.271	15.260	79.483	26.684	58.083

Inerente la potenziale "manure" derivante dalla zootecnia, si riporta il dato a scala regionale.

Tabella 7.14 Quantità di reflui zootecnici su scala regionale Friuli Venezia Giulia.

Reflui Zootecnici (Manure) [t]					
Bovini	Ovini	Caprini	Suini	Avicoli	Totale
713.144	9.145	4.045	514.814	469.716	1.710.864

Si riporta anche una sintesi dei potenziali bioenergetici producibili, suddivisi in bioenergia producibile attraverso la *digestione anaerobica* per la produzione in cogenerazione, elettricità e calore e la bioenergia producibile attraverso combustione, solo calore.

Tabella 7.15 Potenziale energetico ricavabile da varie frazioni organiche sottoposte a digestione anaerobica suddiviso per province.

DIGESTIONE ANAEROBICA							
Provincia	Paglia	Vinaccia	Sansa	Frazione Organica	TOTALE	Elettricità	Calore
	(MWh/anno)				(MWh/anno)	(MWh_{el}/anno)	(MWh_t/anno)
Udine	1.084.197	15.949	187	96.169	1.196.503	418.776	538.426
Gorizia	74.242	6.134	51	26.336	106.764	37.367	48.044
Trieste	0	245	221	17.241	17.707	6.197	7.968
Pordenone	438.023	18.812	64	66.909	523.808	183.333	235.713
TOTALE	1.596.462	41.141	523	206.655	1.844.782	645.674	830.152

Tabella 7.16 Potenziale energetico a livello regionale ricavabile per digestione anaerobica dagli scarti di allevamento.

DIGESTIONE ANAEROBICA								
Regione	Bovini	Ovini	Caprini	Suini	Avicoli	TOTALE	Elettricità	Calore
	(MWh/anno)					(MWh/anno)	(MWh_{el}/anno)	(MWh_t/anno)
Friuli Venezia Giulia	66.351	851	376	233.504	213.049	514.131	179.946	231.359

Tabella 7.17 Potenziale energetico a livello regionale, suddiviso per province proveniente dalla combustione delle biomasse agro-forestali.

COMBUSTIONE						
Provincia	Legno	Verde Urbano	Potature	Biomassa Forestale (inclusi Residui Forestali e Pioppicoltura)	TOTALE	Calore
	MWh/anno					
Udine	45.882	76.781	275.677	298.165	696.505	592.029
Gorizia	10.385	24.369	100.895	24.035	159.684	135.731
Trieste	13.224	16.678	6.061	16.671	52.634	44.739
Pordenone	23.902	54.968	318.925	88.445	486.240	413.304
TOTALE	93.392	172.796	701.559	427.315	1.395.063	1.185.804

Al fine di raggiungere i diversi potenziali elaborati, si rimarca che occorre migliorare l'intera filiera di approvvigionamento delle biomasse. In particolare:

- La biomassa agricola/forestale è stagionale, quindi si produce e raccoglie in un determinato periodo, per poi essere stoccata e utilizzato per tutto l'anno. Occorre migliorare l'intera logistica attraverso, ad esempio, un incremento dell'innovazione tecnologica nella pianificazione attraverso l'utilizzo di sistemi informatici (es. GIS, Agricoltura di Precisione, ecc.);
- Al fine di migliorare lo stoccaggio e lo sfruttamento della biomassa, si dovrebbe valutare anche la possibilità di pretrattare la biomassa in campo in modo da migliorarne le caratteristiche applicative e di trasporto della stessa (es. lavaggio, essiccazione, setacciatura, lisciviazione o il pretrattamento termico);
- Al fine di ridurre il costo economico e ambientale della logistica, occorrerebbe effettuare le operazioni di approvvigionamento della biomassa vicino alle reti di trasporto (strada, ferrovia e acqua);
- Per i rifiuti, come ad esempio FORSU, la sfida logistica è la raccolta e la gestione. La consapevolezza e il comportamento dei consumatori svolgono un ruolo importante nel facilitare l'implementazione di tali catene di valore. Occorre quindi sensibilizzare la popolazione alla raccolta differenziata e al conferimento corretto di tali rifiuti;
- L'utilizzo accoppiato di bioenergia con sistemi di cattura della CO₂, definiti come BECCS (Bioenergy carbon capture and storage), risultano essere fondamentali sia per la produzione di energia rinnovabile pulita ma anche la capacità di aumentare la quantità di CO₂ che può essere stoccata, producendo effetti climatici positivi.

7.1.2 Settore Fotovoltaico

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 (pubblici e privati) o posizionati su coperture di edifici

commerciali o dedicati a servizi o capannoni industriali, oppure in terreni agricoli marginali e non (agrivoltaico).

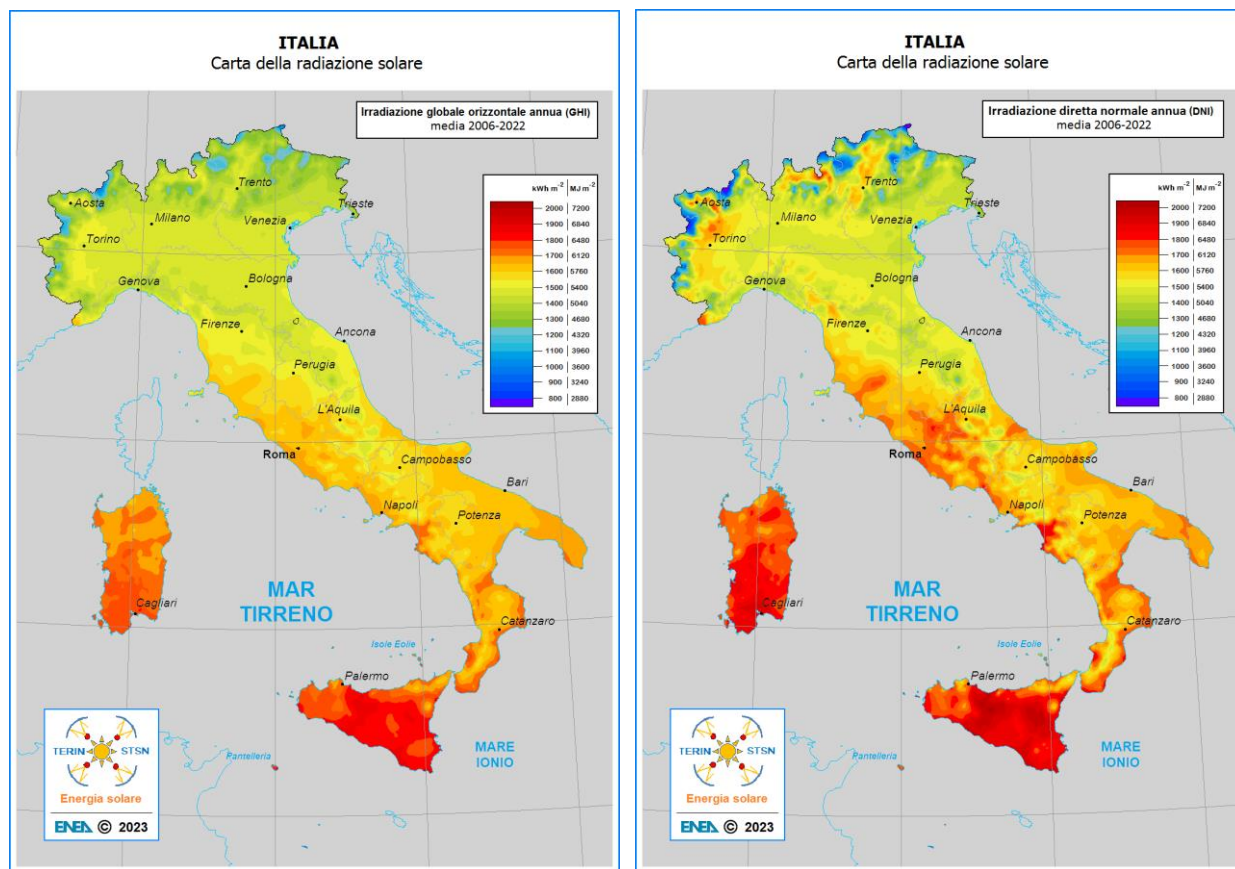


Figura 7.2 Mappa radiazione solare media 2006-2022, GHI a sinistra, e DNI a destra. Fonte ENEA.

7.1.2.1 Fotovoltaico su edifici

Nell'ipotesi di sfruttare in via preponderante l'enorme potenziale fotovoltaico sugli edifici nel settore residenziale, al fine di individuare il segmento immobiliare "target", si elencano nel seguito le principali caratteristiche generali degli immobili sui quali risulta più semplice intervenire:

- **ridotta altezza degli edifici**, in generale può consentire la realizzazione sia di installazioni di sistemi solari che di opere di efficientamento energetico senza particolari complessità nell'allestimento del cantiere e delle opere provvisorie;
- **presenza di spazi di pertinenza**; in generale può consentire la realizzazione dell'intervento senza pregiudicare totalmente l'utilizzabilità dell'edificio nel corso dei lavori e, nel contempo, può ospitare l'armadio contenente i sistemi di accumulo dell'energia;
- **presenza di copertura a falda**, se ben esposte, in generale può facilitare l'installazione di impianti di produzione di energia in coperture altrimenti difficilmente utilizzabili;
- **non appartenenza alle parti del territorio coperte da vincolo** integrale di intrasformabilità, sia di natura architettonica, paesaggistica o urbanistico-ambientale.

Nella tabella seguente, desunta dai dati ISTAT, si riportano le principali dimensioni descrittive della consistenza e della distribuzione del patrimonio abitativo del FVG.

Tabella 7.18 Edilizia residenziale privata e pubblica in FVG per provincia, anno 2011. Fonte: ISTAT.

	N° edifici residenziali occupati da persone residenti	N° medio di abitazioni per edificio residenziale	Superficie media di abitazione per edificio (m²)	Superficie media abitazioni (m²)
Udine	155.995	1.5	165.13	110.48
Gorizia	30.760	2.1	199.96	96.97
Trieste	31.174	3.6	300.89	82.80
Pordenone	88.434	1.4	159.03	111.02
Friuli Venezia Giulia	306.363	1.8	180.68	103.17
<i>Italia</i>	<i>12.187.698</i>	<i>2.0</i>	<i>196.65</i>	<i>99.30</i>

Nell'ambito della suddetta consistenza il patrimonio edilizio con numero di interni pari ad 1 è pari a 192.520 edifici (ISTAT 2011). Edifici peraltro tipicamente dotati (al di fuori dei centri storici) di suolo pertinenziale disponibile in prossimità degli edifici, tale segmento può essere considerato, in prima approssimazione, quello maggiormente vocato ad installazione di sistemi di produzione energetica fotovoltaica.

Considerando che ad oggi in numero di edifici su cui si hanno installazioni FV è pari a 39.329 (12,83% della consistenza totale), **si può stimare che il numero di edifici potenzialmente adatti all'installazione di impianti fotovoltaici sia compreso in un range che vada dal 40 al 50 % del totale, ovvero circa 122.545 – 153.181 edifici.**

In base ad analisi effettuate da ENEA circa la radiazione globale media annua su superficie unitaria (kWh/m²) nei comuni distribuiti nelle cinque provincie del FVG, si stima ad oggi pari a 1.250 kWh la produzione media annua di energia elettrica per un sistema fotovoltaico di potenza pari a 1 kW_p, installato sulla superficie di una copertura avente inclinazione ed orientamento casuale. Potremmo assumere, quindi, che in media un **impianto fotovoltaico su tetto** nella regione FVG **produce circa 1.250 kWh per ogni kW_p di capacità installata.**

Dai dati di censimento ISTAT del 2011 si ottiene che la superficie media delle abitazioni è di circa 100 m². Il potenziale fotovoltaico per edifici residenziali dipende dalla percentuale di superficie di copertura che viene utilizzata per l'installazione degli impianti fotovoltaici (cd. "superficie utile" - SU). Considerando una superficie utile pari all'80% di quella disponibile, ovvero 80 m², si ha un **potenziale tecnico teorico di potenza fotovoltaica installata su edifici residenziali pari a circa (1,96-2,45 GW_p), da cui una**

produzione di energia elettrica pari a circa (2.451-3.064) GWh/anno⁹⁶, occupando una superficie nel range (9,8-12,2) km². È da notare che tale superficie non è da considerarsi come occupazione del suolo.

Tabella 7.19 Edilizia non residenziale privata e pubblica in FVG. Numero di edifici ad uso non residenziale per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011. Fonte: ISTAT.

					Numero di edifici (valori assoluti)				
		Utilizzati			Non Utilizzati			Totale	
Tipo d'uso	Produttivo	Commerciale	Direzionale / terziario	Turistico / ricettivo	Servizi	Altro tipo di utilizzo	Tutte le voci	Non applicabile	Tutte le voci
FVG	7.219	5.946	1.592	1.344	4.167	12.457	32.725	12.510	45.235
Udine	3.660	2.936	673	829	2.008	5.623	15.729	6.532	22.261
Gorizia	686	569	183	180	453	1.583	3.654	1.093	4.747
Trieste	484	740	286	81	516	2.350	4.457	1.084	5.541
Pordenone	2.389	1.701	450	254	1.190	2.901	8.885	3.801	12.686

⁹⁶ Le valutazioni sono state effettuate da ENEA prendendo a riferimento un modulo fotovoltaico standard commerciale e considerando che per 1 kW_p occorrono circa 5 m²; quindi, su 80 m² (SU per edificio) si possono installare circa 16 kW_p.

Tabella 7.20 Edilizia non residenziale privata e pubblica in FVG. Numero di complessi di edifici ad uso non residenziale per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011. Fonte: ISTAT.

Numero complessi di edifici (valori assoluti)									
Tipo d'uso	Utilizzati							Non Utilizzati	Totale
	Produttivo	Commerciale	Direzionale / terziario	Turistico / ricettivo	Servizi	Altro tipo di utilizzo	Tutte le voci	Non applicabile	Tutte le voci
FVG	373	149	40	70	329	349	1.310	212	1.522
Udine	174	67	22	29	180	145	617	116	733
Gorizia	60	22	7	19	69	45	222	15	237
Trieste	27	19	2	10	23	97	178	10	188
Pordenone	112	41	9	12	57	62	293	71	364

Per gli impianti finora realizzati su edifici nel settore non residenziale, le applicazioni nel settore terziario ricoprono attualmente un ruolo marginale (2.976 impianti). Per questo motivo, tale segmento appare ricco di potenziale, anche in considerazione del gran numero di edifici (circa 45.000) e, in particolare, complessi di edifici (circa 1.560) non residenziali utilizzati, attualmente presenti sul territorio. Da notare che il segmento "complessi di edificio" comprende plessi scolastici, caserme, strutture ospedaliere e strutture di pubblica amministrazione, ovvero edifici con priorità di intervento di riqualificazione energetica attraverso l'utilizzo di FER.

Per la stima del potenziale tecnico relativa alle superfici coperte si è ipotizzato, in via del tutto conservativa, una superficie utile per edificio pari a 100 m². **Si può stimare che il numero di edifici potenzialmente adatti all'installazione di impianti fotovoltaici nel settore terziario sia compreso in un range che vada dal 30 al 50 % del totale, ovvero circa 14.000 – 23.000 edifici.**

Da notare però che un impianto installato su un edificio commerciale o industriale permette di ottenere una producibilità più elevata rispetto ad uno installato su un tetto di un edificio residenziale. Infatti, la superficie è piana e permette di utilizzare strutture di montaggio con inclinazione ed orientamento ottimizzati, e possibilmente anche sistemi ad inseguimento mono o bi assiali, oltre che a moduli bifacciali. Un impianto di 1 kWp se installato su un tetto con inclinazione ed orientamento casuale produce circa 1.250 kWh annui, lo stesso impianto posizionato su un tetto di un edificio avente una superficie piana e montato su una struttura che permette di ottimizzare l'inclinazione e l'orientamento e con un sistema di tracking produce circa 1.750 kWh annui.

Considerando in modo del tutto conservativo una SU pari a 100 m² per edificio, ipotizzando di installare 20 kWp per 100 m², con producibilità nel range 1.250 - 1.750 di ore equivalenti, gli edifici del settore non residenziale potrebbero fornire dai **350 a 805 GWh/anno**. A fronte di una capacità installata nel range **280-470 MWp**.

Pertanto, il potenziale tecnico teorico massimo complessivo di produzione di energia raggiungibile al 2045 da **fotovoltaico non a terra** è pari a **circa 3.869 GWh/anno installando circa 2.91 GW_p**, per una superficie occupata pari a circa **14.55 km²**.

Da notare come tale valore è destinato a crescere nel tempo assumendo che gli attuali pannelli installati siano via via sostituiti con tecnologie più efficienti a parità di superficie e che le perdite di sistema saranno ulteriormente ridotte⁹⁷. Va sottolineato che la tendenza di mercato sulla tecnologia dei moduli fotovoltaici è già attualmente a favore dell'utilizzo di moduli in silicio monocristallino e che la previsione di mercato al 2030 prevede quasi totalmente un utilizzo del silicio monocristallino. A differenza degli anni 2008-2013, quando il silicio multicristallino dominava il mercato e quindi anche la maggior parte delle installazioni nelle regione Friuli Venezia Giulia che attualmente stanno producendo e che restituiscono i valori medi di producibilità ottenuti nelle tabelle precedenti. Inoltre, si prevede che nel tempo i sistemi ad inseguimento saranno largamente diffusi, laddove sia possibile.

7.1.2.2 Fotovoltaico a terra

Per valutare appieno il potenziale del fotovoltaico però bisogna calcolare anche quello relativo a sistemi fotovoltaici a terra, sia standard che agrivoltaici.

Da un'analisi di Elettricità Futura su dati Elemens, gli impianti fotovoltaici sui tetti hanno un costo di generazione dell'energia più che doppio di quello degli impianti a terra. L'analisi valuta tre diversi scenari per raggiungere il Piano elettrico 2030, ovvero installare 56 GW di nuovo fotovoltaico in Italia. In uno scenario "100% del fotovoltaico sui tetti" un MWh costa 180 €. Nello scenario del Piano elettrico 2030 che prevede "30% fotovoltaico sui tetti e 70% a terra", il costo di generazione è di 110 €/MWh. Nel terzo scenario "100% fotovoltaico a terra" il costo di generazione è di 80 €/MWh. Le stime di Elettricità Futura dimostrano che basta soltanto lo 0,2% del territorio nazionale per raggiungere il target del Piano elettrico 2030, e questa minima porzione di suolo non viene danneggiata in alcun modo dagli impianti fotovoltaici. **Infatti, gli impianti fotovoltaici non implicano impermeabilizzazione del suolo e/o coperture artificiali permanenti (a differenza del cemento degli edifici e dell'asfalto delle strade)⁹⁸.**

Per valutare il potenziale tecnico teorico Regione FVG ha analizzato il proprio database georeferenziato Eagle FVG rilevando le superfici già degradate potenzialmente occupabili da FV a terra. Questa analisi ha portato a stimare le aree degradate di cui 98,67 km² di pertinenze autostradali, 36 km² di aree militari, 2,12 km² di discariche e 1,14 km² di cave non attive. Sono poi stati considerati tutti i fattori che influenzano le possibilità di realizzazione di impianti FV a terra quali: aree di pertinenza inutilizzabili (per parti di tracciato autostradale corrente in prossimità di centro abitato, su viadotti, in gallerie, etc.), superfici boscate e aree edificate (per le aree militari), superfici materialmente inadatte al posizionamento del FV o soggette ad ombreggiamenti rilevanti (per tutte le tipologie di aree). Ciò ha

⁹⁷ Per le valutazioni, ENEA ha considerato una perdita di sistema di circa il 14%.

⁹⁸ Un'analisi svolta da Enel Foundation, ha provato che lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica del Paese al 2030 non rappresentano una criticità in termini di uso del suolo: per realizzare gli 85 GW aggiuntivi previsti dallo scenario REpowerEU si stima una occupazione potenziale pari a circa lo 0,3% dell'intero territorio italiano e di circa lo 0,6% se rapportato al terreno solo agricolo.

portato ad una riduzione delle aree degradate disponibili per il fotovoltaico ai seguenti valori: 9,75 km² di pertinenze autostradali, 7,2 km² di aree militari, 1,48 km² di discariche e 0,57 km² di cave non attive, ottenendo un totale di superficie disponibile pari a circa 19 km².

Pertanto, una prima stima del potenziale tecnico teorico complessivo di produzione di energia raggiungibile al 2045 da **fotovoltaico a terra** è pari a **circa 28.000 GWh/anno installando circa 1.9 GW_p**, ed occupando una superficie di circa **19 Km²**. Si stima una producibilità di 1.500 medie ore annue e che per installare 1 MW occorranò 10.000 m². In considerazione della volontà della Regione di sostenere in maniera diretta il 40% della potenza definita dalla bozza di Decreto Aree Idonee, è ragionevole considerare che il restante 60%, ovvero 1,16 GW necessari ai fini del raggiungimento della potenza installata da impianti FER possa essere ottenuta utilizzando le aree indicate, senza ulteriore consumo di suolo.

7.1.2.3 Sistemi agrivoltaici

L'installazione di impianti fotovoltaici (considerata la loro maturità tecnologica, il basso costo, e la semplicità dei sistemi) è strategica rispetto al raggiungimento degli obiettivi energetici fissati a livello nazionale ed europeo. La preoccupazione relativa al consumo di suolo agricolo - indotta anche dalla taglia crescente degli impianti in fase di sviluppo - per la realizzazione degli impianti fotovoltaici, e, alla conservazione del paesaggio e dei suoi valori culturali, sono esempi di importanti barriere non tecniche che si sono tradotte in uno stallo delle autorizzazioni a realizzare nuovi impianti, controverso ostacolo per il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC. **L'agrivoltaico, e cioè la possibilità di coniugare la produzione energetica e quella agricola**, è una delle soluzioni che si sono elaborate per superare questa condizione che minaccia, o quantomeno rallenta, gli obiettivi previsti dal piano.

Lo sviluppo dell'agrivoltaico è visto come una misura strategica per incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile; il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, destina in totale un investimento 1,1 Mld di euro per lo Sviluppo agrivoltaico.

L'obiettivo della misura è il sostegno agli investimenti per la costruzione di sistemi agro-voltaici e per l'installazione di strumenti di misurazione per monitorare l'attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per diversi tipi di colture.

Questa misura nello specifico prevede: i) l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte, anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti; ii) il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

Il Decreto Ministeriale del MASE del 21 dicembre 2023⁹⁹ reca criteri e modalità per incentivare la realizzazione, entro il 30 giugno 2026, di sistemi agrivoltaici di natura sperimentale, in coerenza con le

⁹⁹ <https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-pichetto-firma-decreto-su-agrivoltaico-innovativo>

misure di sostegno agli investimenti previsti dal PNRR per una potenza complessiva pari ad almeno 1,04 GW ed una produzione indicativa di almeno 1.300 GWh/anno.

I sistemi agrivoltaici sono disponibili in una varietà di tecnologie e configurazioni spaziali che consentono, secondo gli specifici obiettivi e requisiti del progetto, di **rispondere al meglio alle esigenze culturali (e non solo) delle aree agricole su cui insistono, o delle esigenze legate alle attività zootecniche.**

Le soluzioni più avanzate sono quelle che consentono il maggiore grado di integrazione con le attività agricole, e sono caratterizzate dall'impiego di strutture poste ad un'altezza tale da consentire in maniera ottimale lo svolgimento delle attività agricole (presenza di colture/animali; operatori; mezzi meccanici), alle quali sono ancorati moduli fotovoltaici su sistemi a inseguimento su doppio o su singolo asse. Queste sono dotate di sistemi di monitoraggio e di sistemi di controllo che consentono di conseguire una totale sinergia tra le esigenze dell'impianto fotovoltaico e del sottosistema agricolo.

In linea con le sperimentazioni più avanzate in corso in Europa, la misura PNRR incentiva quei sistemi che possiedano caratteristiche innovative, e che vengono definiti "avanzati" in coerenza con le Linee guida in materia di impianti agrivoltaici pubblicate dal MASE (allora MiTE) a giugno 2022¹⁰⁰.

Una valutazione rigorosa del potenziale agrivoltaico alla scala di pianificazione territoriale, richiede necessariamente che si tenga in conto un insieme primario di fattori e/o vincoli che possono influenzare sia il potenziale solare fotovoltaico di una determinata area che la resa agricola della stessa area. Questi fattori, classificati in fattori geofisici, ambientali e agricoli, opportunamente combinati in un processo decisionale multicriteriale consentono di identificare e quantificare le aree agricole che potenzialmente possono essere utilizzate per lo sviluppo di sistemi agrivoltaici.

È importante precisare che considerando, in aggiunta a questo insieme di fattori primari, altri fattori quali quelli tecnici (e.g. distanza da linee di trasmissione, tipologia di rete elettrica, distanza dalla rete viaria, capacità delle cabine elettriche, tipologia di impianto, etc.), economici (e.g. competizione con altre fonti energetiche, aree economicamente svantaggiate, etc.), sociopolitici (e.g. sensibilità ambientale locale, presenza di strumenti di incentivazione per l'adozione di FER, Leggi e Regolamenti locali e nazionali, etc.) è possibile valutare la fattibilità tecnico-economica dello sviluppo dei sistemi agrivoltaici sulle aree sopradette, valutate utilizzabili allo sviluppo dell'agrivoltaico.

Per lo scopo del presente piano, si è proceduti utilizzando la metodologia originale spazialmente esplicita, messa a punto nel laboratorio di Geomatica di ENEA Portici, basata sulle conoscenze e competenze della Task Force Agrivoltaico Sostenibile @ENEA sulle tre dimensioni, energia, agricoltura e paesaggio, che ha consentito di elaborare una mappa del potenziale agrivoltaico a scala regionale e a copertura nazionale.

L'adeguatezza delle aree alla realizzazione di sistemi agrivoltaici sul territorio nazionale è stata valutata sulla base di un insieme originale di criteri, orientati alla ottimizzazione della produzione del sistema agrivoltaico (minimizzazione uso del suolo, resa energetica, produzione agricola).

Nello specifico sono stati considerati criteri territoriali, geofisici e meteorologici che influenzano il potenziale solare fotovoltaico di una determinata area, unitamente a fattori quali classi di uso suolo, capacità del suolo, deficit idrico che influenzano la resa agricola della stessa area.

¹⁰⁰ <https://www.mase.gov.it/notizie/impianti-agri-voltaici-pubblicate-le-linee-guida>

I criteri di adeguatezza sono stati anche definiti sulla base di interviste ad un team di esperti, sia scienziati in ambito fotovoltaico agronomico, e paesaggistico, nonché soggetti rappresentativi dei diversi interessi il cui ruolo è cruciale nell'implementazione dell'agrivoltaico (imprenditori, progettisti, sviluppatori, decisori in ambito energetico ed agricolo).

Per la identificazione e classificazione delle aree agricole sul territorio nazionale è stato considerato il dataset geospaziale Corine Land Cover¹⁰¹, selezionando la Classe 2 – Zone Agricole e all'interno di questa, le sottoclassi:

- Classe 2.1 – Seminativi;
- Classe 2.2 – Colture permanenti: Vigneti, Frutteti, Oliveti;
- Classe 2.3 – Pascoli;
- Classe 2.4 – Zone agricole eterogenee.

La tipologia di vincolo di tipo normativo considerata riguarda le aree Natura 2000¹⁰² e i siti protetti, di questi se ne prevede l'esclusione classificandole come aree non idonee.

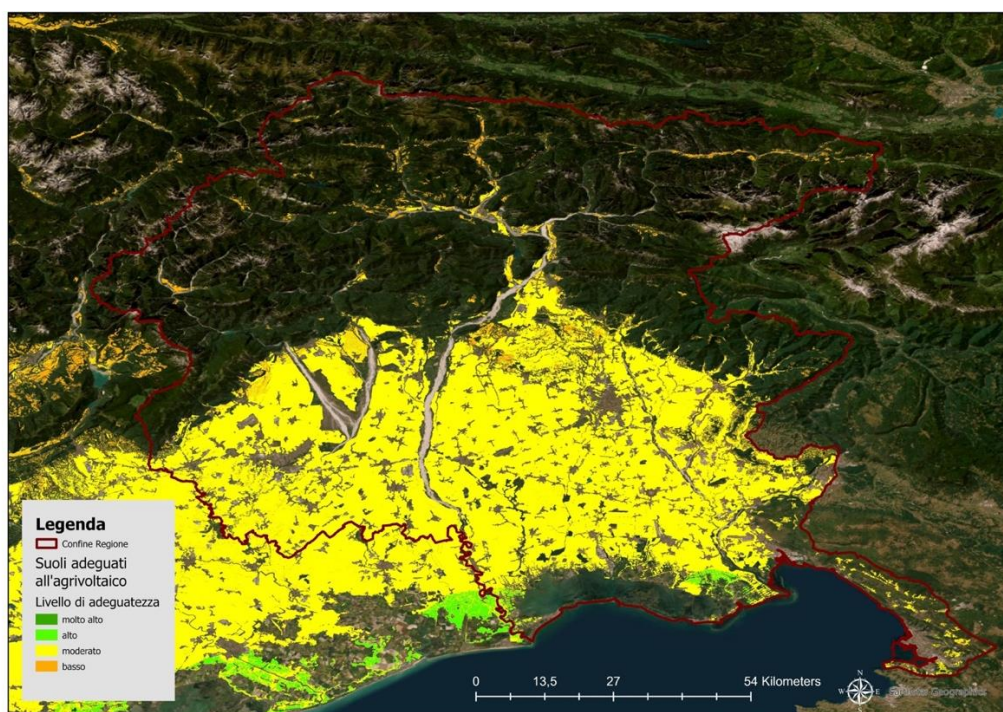


Figura 7.3 Regione FVG - Mappa delle aree adeguate alla realizzazione di sistemi agrivoltaici Fonte: Fattoruso, Grazie et al., G. A Spatial Multicriteria Analysis for a Regional Assessment of Eligible Areas

¹⁰¹ <https://land.copernicus.eu/en/products/corine-land-cover>

¹⁰² <https://www.mase.gov.it/pagina/rete-natura-2000>. Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat" per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario. Le Aree Naturali Protette sono distinte in Parchi Nazionali (PNZ), Aree Marine Protette (AM), Riserve Naturali Statali (RNS), Altre Aree Protette Nazionali (AAPN), queste rappresentano aree terrestri, fluviali, lacuali e marine che contengono uno o più ecosistemi, formazioni fisiche, geologiche o biologiche di valore tale da richiedere l'intervento dello Stato ai fini della loro conservazione. A livelli regionale si individuano Parchi Naturali Regionali e Interregionali (PNR), Riserve Naturali Regionali (RNR), Altre Aree Naturali Protette Regionali (AAPR).

for Sustainable Agrivoltaic Systems in Italy. Sustainability 2024, 16, 911.

<https://doi.org/10.3390/su16020911>.

Per uno sviluppo dell'agrivoltaico orientato a installazioni utility scale, sono state identificate aree agricole adeguate contigue con un'estensione maggiore di 20 ha e una pendenza al più del 15%.

La superficie complessiva utilizzabile a livello nazionale è stimata pari a 10.469.289 ettari. Ne deriva che rispetto all'intera superficie agricola italiana, circa di 16.5 milioni di ettari, le aree potenzialmente utilizzabili per sistemi agrivoltaici utility scale sono circa il 64%.

Da una prima stima di ENEA, la distribuzione percentuale per il FVG delle aree aggregate con estensione maggiore di 20 ettari a vocazione agrivoltaico e pendenza <15%, è pari al 2,35% della superficie nazionale, ovvero pari a circa 246.376 ettari. Pertanto, il potenziale tecnico teorico di agrivoltaico utility scale (> 20 ha per sistema) in FVG è di circa 82 GW, con una produzione annua stimabile a circa 82.000 GWh (in via conservativa si è considerata una producibilità di circa 1.000 ore anno, e una densità di potenza di 1 MW/ 3 ha)¹⁰³.

Per uno sviluppo dei sistemi agrivoltaici su aree agricole comparabili alle estensioni delle aziende agricole di medio/grandi dimensioni, è stata ricavata la distribuzione in ettari per regione delle aree agricole adeguate con una superficie compresa tra 2 ha e 20 ha e pendenza minore del 15%.

La superficie complessiva nazionale stimata è di 423.264 ettari, circa il 28% dell'intera superficie agricola italiana. Il contributo di tale superficie in FVG è pari a circa 5.101 ettari. Pertanto, il potenziale tecnico teorico di agrivoltaico per tale segmento in FVG è di circa 1,7 GW, con una produzione annua stimabile a circa 1.700 GWh (in via conservativa si è considerata una producibilità di circa 1.000 ore anno, e una densità di potenza di 1 MW/ 3 ha).

Volendo considerare l'ulteriore ristrettezza di suolo agricolo con pendenza minore del 3% ed aree con estensioni maggiori di 2 ettari, la superficie disponibile a livello nazionale è pari a 4.655.594 ettari (circa il 29% della superficie agricola nazionale), mentre la superficie disponibile in FVG è pari a 112.185 ettari (circa il 39% della superficie agricola regionale) con un potenziale di circa 37,4 GW ed una producibilità annua di 37.400 GWh (in via conservativa si è considerata una producibilità di circa 1.000 ore anno, e una densità di potenza di 1 MW/ 3 ha).

È da notare come la superficie delle aree agricole idonee nel raggio di 3 km da centri industriali, commerciali e artigianali, quindi soggette a semplificazioni autorizzative, in FVG è pari a circa 177.352 ha (si veda punto seguente per il regime delle autorizzazioni).

Il Piano 2030 del settore elettrico di Elettricità Futura prevede di allacciare alla rete 85 GW di nuove rinnovabili al 2030, portando all'84% le rinnovabili nel mix elettrico, con un'occupazione del suolo pari a circa lo 0,3% dell'intero territorio nazionale e di circa lo 0,6% se rapportato al terreno agricolo.

Sulla base del piano 2030 del settore elettrico e considerando in via prudenziale un range dallo 0,1% allo 0,5% delle aree adeguate individuate dallo studio di ENEA (aree agricole >2ha e pendenza <3%), si ottiene un potenziale tra i 28 e i 187 GW; quindi, considerare 100 GW di potenziale con una producibilità intorno ai 100.000 GWh annui, è una stima in linea con tutti i parametri sopra descritti.

¹⁰³ La stima è conservativa poiché le indicazioni che gli stakeholder industriali danno sono densità di potenze tra i 500 kW e gli 800 kW per ettaro.

Le valutazioni di ENEA per le superfici agricole considerano Corine Land Cover (CLC) 2018 che ad oggi resta l'unica e autorevole banca dati di uso e copertura del suolo. Questa mappa contiene dati spaziali e non amministrativi, come nei censimenti ISTAT. Ciò significa che le aree agricole disponibili sono maggiori di quelle effettivamente utilizzate o di proprietà di aziende agricole.

Tabella 7.21 Dettaglio della superficie agricola in FVG. 7° Censimento Generale ISTAT 2020.

Superficie agricola totale - ettari	793.250,00
Superficie agricola totale - ettari	290.798,24
Superficie agricola utilizzata - ettari	224.252,70
Superficie per coltivazioni arboricole da legna - ettari	4.565,22
Superficie a boschi - ettari	48.416,45
Superficie agricola non utilizzata - ettari	2.359,63
Superficie a funghi - ettari	16,00
Altra superficie rispetto a quella agricola utilizzata, a legna, a boschi e non utilizzata - ettari	11.203,75

7.1.2.4 Regime delle autorizzazioni impianti fotovoltaici

La tabella riportata di seguito sintetizza i principali strumenti legati al regime delle autorizzazioni degli impianti fotovoltaici.

Tabella 7.22 Quadro di sintesi del regime delle autorizzazioni per gli impianti fotovoltaici.

AUTORIZZAZIONE UNICA (D.lgs 387/2003 e ss.mm.ii)
COMPETENZA: Regione o Provincia – DURATA: max 90 gg nel caso di progetti localizzati in aree sottoposte a vincolo culturale o paesaggistico e non soggetti alle valutazioni ambientali oppure max 60 gg in tutti gli altri casi, al netto dei tempi previsti per l'espletamento delle procedure ambientali.
PAS - Procedura Abilitativa Semplificata (D. lgs 28/2011 art. 6 e ss.mm.ii)
COMPETENZA: Comune/SUAP – DURATA: dopo 30 gg possibile iniziare i lavori. Qualora siano necessari atti di assenso di competenza del Comune o di altre amministrazioni e tali atti non siano allegati alla dichiarazione, il Comune convoca, entro 20 gg dalla presentazione della dichiarazione, una conferenza di servizi. Il termine dei 30 gg per il perfezionamento della PAS è sospeso fino alla acquisizione di tutti gli atti di assenso. Decorso tale termine, l'istante trasmette alla Regione competente copia dell'istanza ai fini della sua pubblicazione sul Bollettino Ufficiale Regionale (BUR). Dal giorno della pubblicazione sul BUR decorrono i termini di impugnazione previsti dalla legge
DILA - Denuncia di Inizio Lavori Asseverata (D. lgs 28/2011 art. 6-bis e ss.mm.ii)
COMPETENZA: Comune

AMBITO AMBIENTALE
VIA, Valutazione di Impatto Ambientale (D.Lgs. 152/2006)
COMPETENZA: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) oppure Regione o Province delegate
PAUR (Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale): AU + VIA
Nel caso di procedimenti di VIA di competenza regionale il proponente presenta all'autorità competente un'istanza finalizzata al rilascio di tutte le autorizzazioni e l'autorizzazione unica confluisce nel Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (Art. 27 bis D. lgs 152/2006).

7.1.2.5 Semplificazioni autorizzative previste per gli impianti agrivoltaici

Sebbene non esista ancora un ben definito regime delle autorizzazioni specifico per gli impianti agrivoltaici, recenti novità legislative in materia di semplificazione dei procedimenti amministrativi hanno costituiscono un quadro di riferimento valido anche per gli impianti agrivoltaici.

In particolare, si fa riferimento ai seguenti provvedimenti normativi:

- D. Lgs n. 199 del 8-11-2021 (cd. RED II);
- DL Energia (DL 1-03-2022 n. 17 e relativa Legge di conversione 27-04-2022 n. 34);
- decreto Ucraina bis (DL 21-3-2022 n. 21 e relativa Legge di conversione 20-05-2022 n. 51);
- DL Aiuti (D.L. 17-5-2022 n. 50 e relativa Legge di conversione 15-07-2022 n. 91);
- DL PNRR 3 (DL 24-4-2023 n. 13 e relativa Legge di conversione 24-02-2023 n. 41).

In seguito all'adozione di questi provvedimenti emergono due riferimenti importanti che saranno effettivamente operativi solo a seguito della pubblicazione delle cosiddette "aree idonee" ai sensi dell'art. 20, comma 1, D. Lgs. 199/2021.

Gli impianti agrivoltaici godono delle seguenti semplificazioni:

- Gli impianti agrivoltaici che distino non più di 3 km da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale sono soggetti a sola PAS (art. 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27);
- Per questi impianti la soglia screening VIA viene innalzata a 10 MW e la soglia della VIA nazionale viene innalzata a 20 MW, purché l'area non sia situata all'interno di aree comprese tra quelle specificamente elencate e individuate ai sensi della lettera f) dell'allegato 3 del DM 10 settembre 2010 (c.d. «aree non idonee»);
- Gli impianti agrivoltaici sono "liberamente installabili", in quanto considerati manufatti strumentali all'attività agricola se:
 - o Ubicati in aree agricole non rientranti in aree protette o facenti parte della Rete Natura 2000;
 - o Nei limiti consentiti dalle eventuali prescrizioni ove posti in aree soggette a vincoli paesaggistici diretti o indiretti;
 - o Realizzati direttamente da imprenditori agricoli o da società a partecipazione congiunta con i produttori di energia elettrica alle quali è conferita l'azienda o il ramo di azienda da parte degli stessi imprenditori agricoli ai quali è riservata l'attività di gestione imprenditoriale salvo che per gli aspetti tecnici di funzionamento dell'impianto e di cessione dell'energia;

- I pannelli solari sono posti sopra le piantagioni ad un'altezza pari o superiore a 2 metri dal suolo, senza fondazioni in cemento o difficilmente amovibili;
- Le modalità realizzative prevedano una loro effettiva compatibilità e integrazione con le attività agricole, quale supporto per le piante ovvero per sistemi di irrigazione parcellizzata e di protezione o ombreggiatura parziale o mobile delle coltivazioni sottostanti ai fini della contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio;
- Vi sia il previo assenso del proprietario e del coltivatore del fondo, a qualsiasi titolo purché oneroso.

In sintesi, gli impianti agrivoltaici possono beneficiare delle semplificazioni previste per impianti fotovoltaici standard in aree idonee, e cioè:

- Gli impianti di potenza fino a 10 MW sono soggetti a sola PAS;
- Le soglie screening VIA e VIA nazionale sono innalzate rispettivamente a 10 MW e a 20 MW;
- Nei procedimenti di autorizzazione di impianti su aree idonee, ivi inclusi quelli per l'adozione del provvedimento di VIA, l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione;
- I termini delle procedure di autorizzazione per impianti in aree idonee sono ridotti di un terzo.

Le aree considerate automaticamente idonee all'installazione di impianti fotovoltaici (cosiddetta "Solar belt", DL 17/2022, legge di conversione 34/2022), sono comprese nel seguente elenco:

- Cave o miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale o porzioni non suscettibili di ulteriore sfruttamento;
- Aree nella disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato Italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali;
- Aree nella disponibilità della società di gestione aeroportuale all'interno dei sedili aeroportuali;
- Aree agricole entro 500 m da zone industriali, artigianali e commerciali, SIN, cave e miniere, o da stabilimenti industriali, in assenza di beni culturali vincolati ai sensi della parte II del D. Lgs. 42/2004;
- Aree interne agli stabilimenti industriali, o ubicate entro 300 m dalle autostrade in assenza di beni culturali;
- Aree non vincolate ex D. Lgs. 42/2004, ovvero su cui non insistono beni culturali e paesaggistici, non ricadenti entro una fascia di 500 m da beni culturali o immobili e aree di notevole interesse pubblico.

7.1.2.6 Sintesi della stima del potenziale tecnico teorico del fotovoltaico

Tabella 7.23 Stima del potenziale tecnico teorico massimo per il solare fotovoltaico.

	Superficie utile	Potenza nominale installata	Energia lorda prodotta
	km ²	GWp	GWh/anno
Coperture edifici residenziali e non residenziali	14,59*	2,92	3.881
Discariche/ cave non attive/ ex-militari/pertinenze autostradali	16,05	1,6	24.000
Agrivoltaico	1.121,85**	37,4	37.400

* Tale superficie non è da considerarsi come occupazione del suolo.

**Per superfici agricole >2ha e pendenza <3%.

7.1.2.7 Analisi del potenziale fotovoltaico nello scenario di policy B al 2045

Nella Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)¹⁰⁴, la quota dei consumi finali lordi di elettricità (CFL) coperta da fonti rinnovabili elettriche al 2030 è pari al **65%**. Ovvero, al 2030, sono previsti circa 73 GW di nuova capacità per la produzione di elettricità e 227 TWh di generazione complessiva (19 Mtep)¹⁰⁵.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030, nella bozza del decreto ministeriale MASE di luglio 2023, denominato "Aree Idonee", viene indicata una possibile ripartizione fra le Regioni e le Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili elettriche, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del pacchetto "Fit for 55", anche alla luce del pacchetto "Repower UE". La ripartizione per la regione Friuli Venezia Giulia dal 2023 al 2030 è illustrata nella tabella seguente, per un totale pari a 1.960 MW di capacità aggiuntiva.

¹⁰⁴ In coerenza con gli orientamenti europei in materia di decarbonizzazione, il Governo italiano ha predisposto a giugno 2023 una Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). A seguito delle raccomandazioni inviate dalla Commissione Europea a fine 2023, l'Italia sta elaborando la versione aggiornata che verrà trasmessa a giugno 2024. Con l'attuale aggiornamento del PNIEC, gli Stati membri sono invitati ad accelerare con maggiore ambizione la transizione verde verso la neutralità climatica e rafforzare la resilienza del sistema energetico in linea con la legge sul clima, il pacchetto "Fit for 55" e "REPowerEU", garantendo nel contempo una transizione giusta ed equa.

¹⁰⁵ La valutazione della produzione elettrica è stata fatta al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 che include anche l'overgeneration sarebbe di oltre 238 TWh. Inoltre, va considerato solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

Tabella 7.24 Traiettorie di crescita incrementale annuale della capacità rinnovabile elettrica (MW) per il Friuli Venezia Giulia e l'Italia. Bozza decreto ministeriale luglio 2023.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FVG	290	394	562	760	994	1.272	1.602	1.960
ITALIA	9.387	16.263	23.510	31.418	40.586	51.278	63.823	80.001

Nel rispetto del suddetto decreto, e considerando la nuova capacità solo da fotovoltaico, la traiettoria di crescita della potenza totale installata di fotovoltaico al 2030 in FVG è illustrata nella Figura 7.4.

È da notare che già si possiede il dato di potenza installata a fine 2023, ovvero 874 MW, e a fine marzo 2024, 984 MW; quindi, si è in linea con la traiettoria del DM Aree Idonee.



Figura 7.4 Potenza fotovoltaico, MW, installata al 2030.

Al 2045 si prevede una produzione di fotovoltaico paria a 2.907 GWh/anno. In via del tutto conservativa, considerando per il FVG una producibilità media di circa 1.050 kWh/anno per 1 kWp installato, per soddisfare la produzione prevista occorrerà una potenza nominale installata di circa 2,8 GWp da distribuire tra impianti a terra e coperture.

Tabella 7.25 Evoluzione della produzione, potenza e superficie necessaria per soddisfare lo scenario di policy B al 2045.

	2022	2030	2040	2045
Produzione annua nello scenario (GWh/anno)	682,00	3.290,00	5.938,76	7.263,00
Potenza installata (GWp)	0,65	2,63	4,75	5,81
Incremento della capacità (GWp)		1,98	2,12	3,69

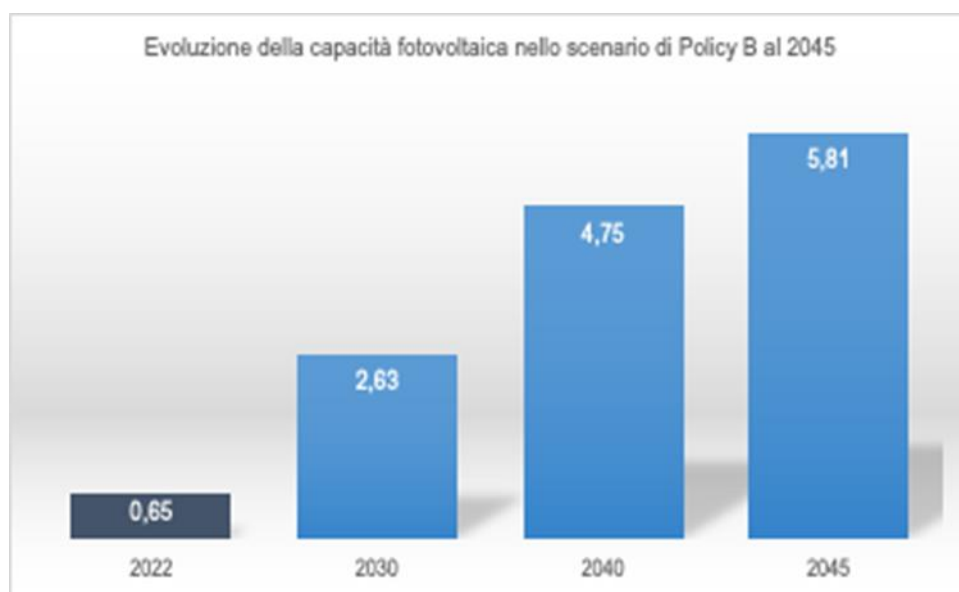


Figura 7.5 Evoluzione della potenza nominale totale installata da solare fotovoltaico necessaria per soddisfare lo scenario di policy B al 2045.

Stime che tengono conto degli scenari Terna-Snam tratti dal “Documento di sintesi degli scenari 2022”, del PNIEC2023, delle richieste di connessione alla RTN di Terna, della bozza di decreto aree idonee e della Long Term Strategy.

7.1.3 Settore geotermia

7.1.4 Valutazione del potenziale geotermico “Closed loop” della regione FVG

Di seguito si presenta la stima del potenziale geotermico closed-loop utilizzando il metodo matematico G-POT (Geothermal POTential), sviluppato da Casasso e Sethi nel 2016 [106]. Tale metodo permette di calcolare il potenziale geotermico a partire da una serie di dati di input fra cui i parametri termici dei terreni (conducibilità termica e capacità termica), la temperatura indisturbata del terreno e la durata della stagione di riscaldamento.

Il potenziale geotermico a bassa entalpia a circuito chiuso è definito da Casasso e Sethi [107] come “la quantità di calore che è possibile estrarre dal terreno (o immettere nel terreno) in una determinata stagione di riscaldamento o di raffrescamento, attraverso una sonda di determinata lunghezza (100 m), rispettando un criterio di temperatura minima (o massima) del fluido termovettore”.

¹⁰⁶ A. Casasso e R. Sethi, «G.POT: A quantitative method for the assessment and mapping of the shallow geothermal potential», Energy, vol. 106, pagg. 765–773, lug. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.091

¹⁰⁷ A. Casasso e R. Sethi, «G.POT: A quantitative method for the assessment and mapping of the shallow geothermal potential», Energy, vol. 106, pagg. 765–773, lug. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.091

I dati considerati su tutto il territorio regionale sono:

- Raggio della sonda: $r_b=0,075\text{ m}$;
- Durata del ciclo di vita dell'impianto: $t_s=50\text{ anni}$;
- Resistenza termica della sonda: $R_b=0.1\text{ mK/W}$;
- Lunghezza della sonda: $L=100\text{ m}$;
- Temperatura indisturbata del terreno T_0 (°C) uguale alla temperatura media dell'aria annua (nella fascia costiera è pari a 15°C);
- Temperatura limite del fluido termovettore: $T_f=-2^\circ\text{C}$.

I dati che, invece, varieranno per provincia sono:

- Conducibilità termica λ (W/mK) e capacità termica ρc (J/m³ *K);
- Durata della stagione di riscaldamento t_c (s).

Proprietà termiche delle litologie:

Come già detto, la normativa tedesca VDI 4640 [108] fornisce alcuni valori di conducibilità termica, che sono stati ripresi dalla normativa italiana UNI 11466:2012 [109], senza però specificare le fonti dei dati indicati.

Recentemente, il progetto CHEAP-GSHPs ha presentato un database di valori di conducibilità e capacità termica [110] frutto di un'attenta review di letteratura e di oltre 400 misure di laboratorio su campioni di roccia e sedimenti.

Ai fini della caratterizzazione dei parametri termici del sottosuolo è importante tenere conto dei livelli dell'acquifero superficiale e della soggiacenza della falda.

La carta della soggiacenza (Figura 7.6), valuta la profondità del tetto della falda, ed è stata ottenuta tenendo conto dei valori piezometrici della rete di monitoraggio regionale, della presenza dei corsi d'acqua superficiali, nonché dell'andamento topografico dei rilievi¹¹¹.

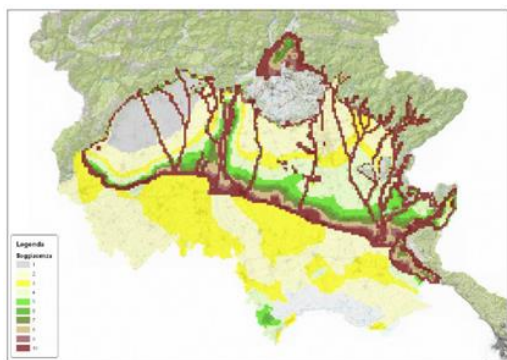
Il punteggio per ogni singola cella è funzione dei diversi intervalli di profondità con spessori compresi tra 2 m e 100 m e quindi con valori tra 9 e 1 secondo la tabella in Figura 7.6.

¹⁰⁸ Verein Deutsche Ingenieure (VDI), «VDI 4640 sheet 2. Thermal use of the underground - Ground source heat pump systems», Verein Deutsche Ingenieure (VDI), 2015. <http://bit.ly/30z50zm>

¹⁰⁹ UNI, «Norma UNI 11466:2012. Sistemi geotermici a pompa di calore - Requisiti per il dimensionamento e la progettazione», 2012. <https://bit.ly/3704oYC>

¹¹⁰ G. Dalla Santa et al., «An updated ground thermal properties database for GSHP applications», Geothermics, vol. 85, pag. 101758, mag. 2020, doi: 10.1016/j.geother-mics.2019.101758

¹¹¹ Piano Regionale di Tutela delle Acque, Descrizione Generale del Territorio, FVG, Dicembre 2014



Punteggio (So)	Profondità dal p.c. [m]
10	<2
9	2-3
8	3-5
7	5-8
6	8-10
5	10-15
4	15-25
3	25-35
2	35-75
1	>75

Figura 7.6 Carta della soggiacenza regionale.

La soggiacenza della falda freatica è normalmente elevata nelle zone subito a valle dei rilievi montuosi, particolarmente nell'alto pordenonese, ove la profondità dell'insaturo arriva ad oltre 100 m, e comunque mediamente attorno ai 60-80 m nella fascia settentrionale.

Gli spessori insaturi sono compresi tra i 70-75 m nelle aree a nord di Udine, ai piedi dell'anfiteatro morenico, e di 0 m nel settore meridionale prossimo alla linea delle risorgive.

Ai fini dello sfruttamento del calore geotermico, si considerano le zone di bassa pianura, dalla linea delle risorgive verso la costa; per le quali il tetto della falda è stimato ad una profondità tra i 25 e i 75 m dal piano campagna. In queste aree, le rocce presenti sono costituite principalmente da materiale sedimentario sciolto, che non richiede tecniche di perforazione particolari. Di conseguenza, risultano vantaggiose dal punto di vista dei costi-benefici.

Di seguito, sono state individuate le litologie delle quattro province, che possono essere sfruttate nella zona di Bassa Pianura, dalla linea delle risorgive alla fascia costiera.

Nelle province di Pordenone, Udine e Gorizia, in generale, le litologie potenzialmente sfruttabili, sono le ghiaie, le ghiaie sabbiose fino alle sabbie argillose che caratterizzano la zona costiera (Figura 7.7).

Carbonati stratificati e massici, invece, caratterizzano principalmente la zona a N e NE della provincia di Trieste.

Si dispone (Figura 7.7) della profondità del tetto della falda per le province di Pordenone, Udine e Gorizia. Pertanto, considerando il dato di soggiacenza della falda per ogni litologia, possiamo determinare il valore di conducibilità e capacità termica medio assumendo una profondità di 100 m per le sonde geotermiche.

Per l'assegnazione dei valori di conducibilità e capacità termica in funzione della soggiacenza si tiene conto della differenza fra i sedimenti saturi e quelli insaturi [112] [113].

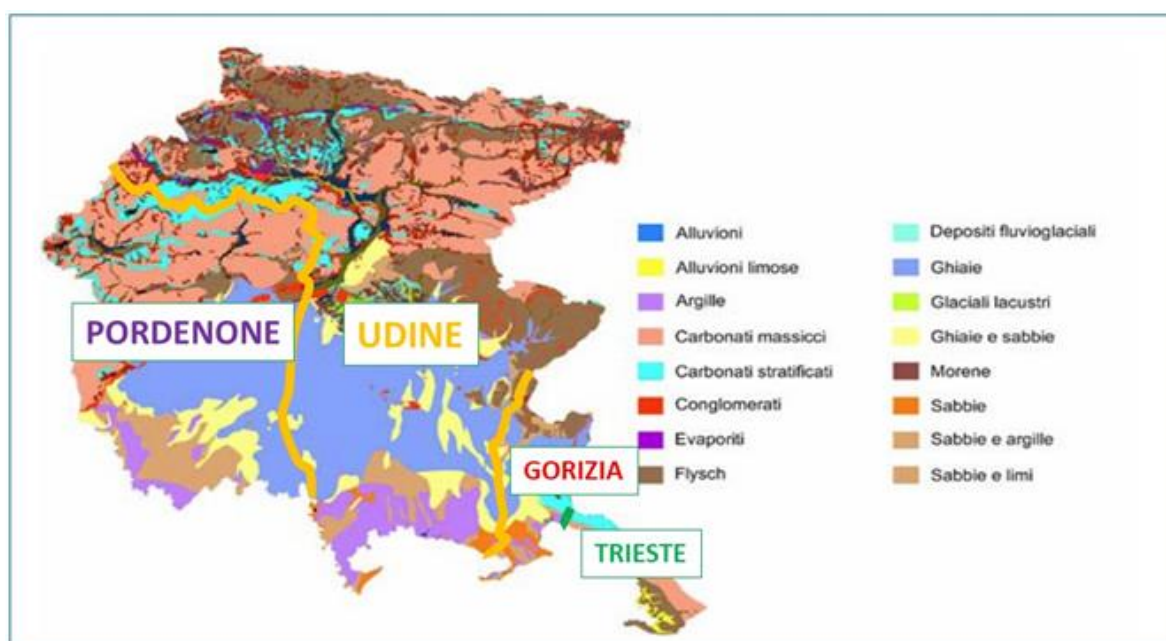
112 Verein Deutsche Ingenieure (VDI), «VDI 4640 sheet 2. Thermal use of the underground - Ground source heat pump systems», Verein Deutsche Ingenieure (VDI), 2015. <http://bit.ly/30z50zm>

113 G. Dalla Santa et al., «An updated ground thermal properties database for GSHP applications», Geothermics, vol. 85, pag. 101758, mag. 2020, doi: 10.1016/j.geother-mics.2019.101758

Nota quindi la soggiacenza d , su una profondità di 100 metri (ossia la lunghezza ipotizzata della sonda geotermica), la conducibilità e la capacità termica sono date dalla media pesata sullo spessore dello strato di sedimenti secchi e di quelli saturi.

Nello specifico, nella **provincia di Pordenone** la soggiacenza della falda nelle litologie di interesse sono le seguenti (Figura 7.7):

- Ghiaie e ghiaie sabbiose: tetto della falda medio pari a 30 m dal p.c.;
- Sabbie argillose e argille: tetto della falda medio uguale a 55 m dal p.c.;
- Considerando i valori medi di soggiacenza della falda per entrambe le tipologie, è possibile determinare il valore di conducibilità termica e di capacità termica medio, tenendo conto dei sedimenti saturi e insaturi lungo la verticale dei 100 m [114] [115] (Tabella 7.26).



114 Verein Deutsche Ingenieure (VDI), «VDI 4640 sheet 2. Thermal use of the underground - Ground source heat pump systems», Verein Deutsche Ingenieure (VDI), 2015. <http://bit.ly/30z50zm>

115 G. Dalla Santa et al., «An updated ground thermal properties database for GSHP applications», Geothermics, vol. 85, pag. 101758, mag. 2020, doi: 10.1016/j.geother-mics.2019.101758

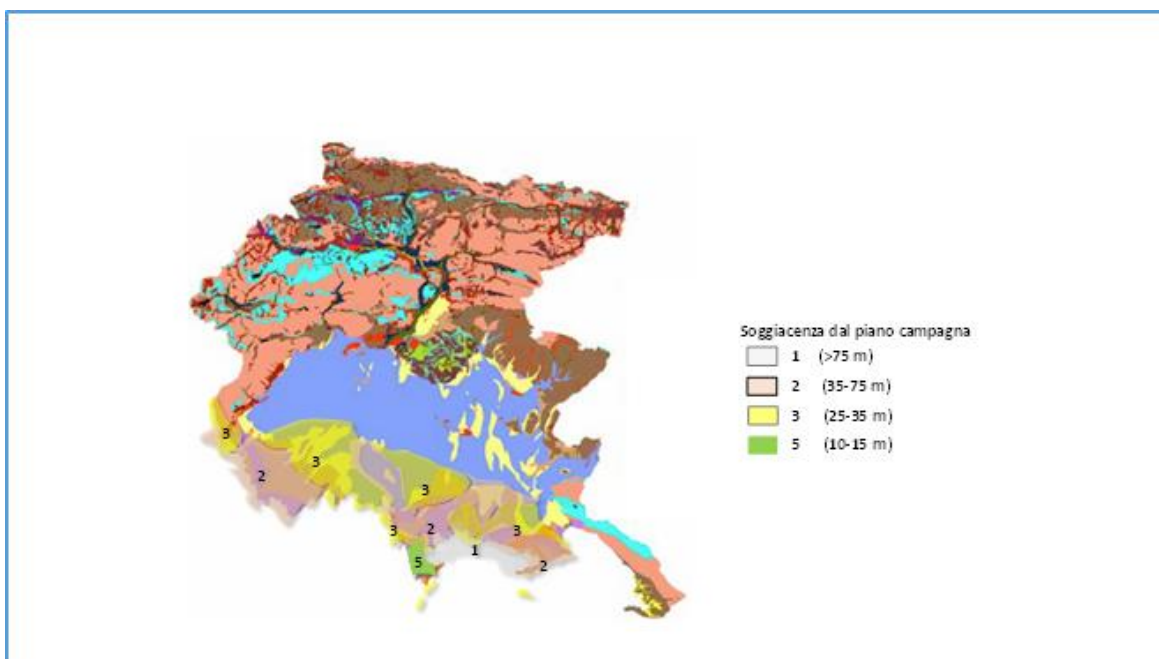


Figura 7.7 Divisione in province della regione e zona di soggiacenza (m dal p.c.) nelle aree di interesse.

Tabella 7.26 Valore di conducibilità e capacità termica medio per le litologie di interesse della provincia di Pordenone.

Provincia di Pordenone	d (m)	λ_{dry}	λ_{wet}	λ_{medio}	$\rho c_{dry}(MJ/m^3 \cdot K)$	$\rho c_{wet}(MJ/m^3 \cdot K)$	$\rho c_{medio}(MJ/m^3 \cdot K)$
Ghiaie e ghiaie sabbiose	30	0,4	1,08	0,876	1,4	2,4	2,1
Sabbie argillose e argille	55	0,45	1,62	0,9765	1,5	2,16	1,797

Per la stima del potenziale geotermico, nella stagione invernale, mantenendo fissi i valori:

- Temperatura limite del fluido ($T_f = -2^\circ C$);
- Lunghezza della sonda geotermica ($L = 100$ m);
- Raggio del pozzo di perforazione ($r_b = 0,075$ m);
- Resistenza termica del pozzo ($R_b = 0,1$ mK/W);
- Vita utile dell'impianto (50 anni);

E' stata inserita la temperatura indisturbata del terreno pari a $15^\circ C$ (uguale alla temperatura media annuale dell'aria esterna lungo la fascia costiera) e i valori di conducibilità e capacità termica medi calcolati precedentemente.

L'energia termica prodotta all'anno dal terreno è stata calcolata tenendo conto della zona climatica in cui ricade la zona di interesse. **La provincia di Pordenone** ricade nella zona climatiche E (D.P.R. 412/93), per cui l'orario di accensione previsto per gli impianti di riscaldamento è dal 15 ottobre al 15 aprile (180 giorni), per 14 ore al giorno (2.520 ore di funzionamento). In funzione della litologia considerata e dei parametri termici, è stato possibile stimare il numero delle sonde da installare, di lunghezza pari a 100 m, al fine di produrre la potenza termica annuale stimata pari a 50 kW (Tabella 7.27). Ipotizzando una distanza tra le sonde di 8 m, è stata stimata la superficie minima di occupazione delle sonde per entrambi i contesti litologici considerati (4 file da 6 sonde nel primo caso e 4 file da 5 sonde nel secondo caso). Considerando un costo di perforazione e realizzazione pari a 50 € m + IVA si otterrà un costo di circa 100.000 € + IVA per entrambi.

Tabella 7.27 Energia termica prodotta all'anno, numero delle sonde geotermiche, superficie occupata e costo totale nella stagione invernale.

Litologia	T ₀ (°C)	λ (Wm ⁻¹ K ⁻¹)	ρc (MJ/m ³ K)	t _c (days)	Ore di funzionamento	Q _{ann} (MWh/y)	Numero sonde (da 100 m)	Superficie sonde (m ²)	Costo sonde (€ + IVA)
Ghiaia e sabbie ghiaiose	15	0,876	2,1	180	2520	5,63	22 (6X4)	960	110000
Sabbie argillose e argille	15	0,9765	1,797	180		6,02	20 (5X4)	768	100000

Bisogna considerare che la stima del potenziale geotermico calcolato con il metodo G.POT assume il trasporto di calore nel terreno per sola conduzione, si trascura l'effetto dell'advezione e della dispersione termica. Tale assunzione, presente anche nei metodi di Eskilson [116] e ASHRAE [117] è di tipo conservativa, poiché la presenza della falda fornisce un incremento della potenza termica scambiabile, anche dell'ordine del 20-30% [9], [118].

Pertanto, si può concludere che il potenziale geotermico determinato con il metodo G.POT fornisce una stima conservativa del potenziale realmente presente.

Di seguito, lo stesso metodo discusso sopra è stato applicato alle altre provincie della regione.

Nel caso della **provincia di Udine**, oltre ai sedimenti di interesse riportati per la provincia di Pordenone, si considerano anche i sedimenti sabbiosi (Tabella 7.28), caratterizzati da valori di conducibilità termica, in condizioni sature, maggiori rispetto alle altre due litologie. L'energia termica estratta all'anno dal terreno sabbioso è di gran lunga superiore, a parità di lunghezza delle sonde, rispetto agli altri due contesti litologici (Tabella 7.29), ciò ne consegue un minor numero di sonde a parità di potenza estratta dal terreno (50 kW) e una considerevole diminuzione dei costi di installazione.

Tabella 7.28 Valore di conducibilità e capacità termica medio per le litologie di interesse della provincia di Udine.

Provincia di Udine	d (m)	λ _{dry}	λ _{wet}	λ _{medio}	ρc _{dry} (MJ/m ³ *K)	ρc _{wet} (MJ/m ³ *K)	ρc _{medio} (MJ/m ³ *K)
Ghiaie e ghiaie sabbiose	30	0,4	1,08	0,876	1,4	2,4	2,1
Sabbie argillose e argille	55	0,45	1,62	0,9765	1,5	2,16	1,797
Sabbie	55	0,4	1,9	1,075	0,94	1,9	1,372

Tabella 7.29 Energia termica prodotta all'anno, numero delle sonde geotermiche, superficie occupata e costo totale nella stagione invernale.

116 P. Eskilson, «Thermal Analysis of Heat Extraction Boreholes», PhD Thesis - Lund University, 1987. <http://bit.ly/2jCl6Be>

117 M. Philippe, Pe. Michel Bernier PhD, e D. Marchio, «Sizing calculation spreadsheet: Vertical geothermal borefields», Ashrae J., vol. 52, pag. 20, 2010

118 A. Angelotti, L. Alberti, I. La Licata, e M. Antelmi, «Energy performance and thermal impact of a Borehole Heat Exchanger in a sandy aquifer: Influence of the groundwater velocity», Energy Convers. Manag., vol. 77, pagg. 700–708, 2014, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.018>

Litologia	T ₀ (°C)	λ (Wm ⁻¹ K ⁻¹)	ρc (MJ/m ³ K)	t _c (days)	Ore di funzionamento	Q _{BTIE} (MWh/y)	Numero sonde (da 100 m)	Superficie sonde (m ²)	Costo sonde (€ + IVA)
Ghiaia e sabbie ghiaiose	15	0,876	2,1	180	2520	5,63	22 (6X4)	960	110000
Sabbie argillose e argille	15	0,9765	1,797	180		6,02	20 (5X4)	768	100000
Sabbie	15	1,075	1,372	180		46,45	2	16	10000

Per quanto concerne **la provincia di Gorizia**, pur non disponendo dei dati relativi alla soggiacenza, per le litologie comuni alle provincie viste prima, valgono le stesse assunzioni. Oltre a ciò, sono presenti rocce carbonatiche stratificate e massicce (Tabella 7.30), per le quali è stata assunta una soggiacenza della falda media pari a 30 m dal p.c.

L'energia termica estratta all'anno dalle rocce carbonatiche è maggiore rispetto ai sedimenti ghiaiosi e/o sabbiosi/argillosi, e a parità di lunghezza delle sonde, risultano più produttive rispetto ai terreni sabbiosi (Tabella 7.31).

Tabella 7.30 Valore di conducibilità e capacità termica medio per le litologie di interesse della provincia di Gorizia.

Provincia di Gorizia	d (m)	λ _{dry}	λ _{wet}	λ _{medio}	ρc _{dry} (MJ/m ³ *K)	ρc _{wet} (MJ/m ³ *K)	ρc _{medio} (MJ/m ³ *K)
Ghiaie e ghiaie sabbiose	30	0,4	1,08	0,876	1,4	2,4	2,1
Sabbie argillose e argille	55	0,45	1,62	0,9765	1,5	2,16	1,797
Sabbie	55	0,4	1,9	1,075	0,94	1,9	1,372
Calcarei stratificati e massicci	30	2,5	4,0	3,55	2,1	2,4	2,31

Tabella 7.31 Energia termica prodotta all'anno, numero delle sonde geotermiche, superficie occupata e costo totale nella stagione invernale.

Litologia	T ₀ (°C)	λ (Wm ⁻¹ K ⁻¹)	ρc (MJ/m ³ K)	t _c (days)	Ore di funzionamento	Q _{BTIE} (MWh/y)	Numero sonde (da 100 m)	Superficie sonde (m ²)	Costo sonde (€ + IVA)
Ghiaia e sabbie ghiaiose	15	0,876	2,1	180	2520	5,63	22 (6X4)	960	110000
Sabbie argillose e argille	15	0,9765	1,797	180		6,02	20 (5X4)	768	100000
Sabbie	15	1,075	1,372	180		46,45	2	16	10000
Calcarei stratificati e massicci	15	3,55	2,31	180		15	8 (4X2)	192	40000

Per la **provincia di Trieste**, la gran parte del territorio è caratterizzata da rocce carbonatiche stratificate e massicce. Pertanto, valgono le considerazioni fatte sopra.

Tabella 7.32 Energia termica prodotta all'anno, numero delle sonde geotermiche, superficie occupata e costo totale nella stagione invernale.

Litologia	T ₀ (°C)	λ (Wm ⁻¹ K ⁻¹)	ρc (MJ/m ³ K)	t _c (days)	Ore di funzionamento	Q _{BTIE} (MWh/y)	Numero sonde (da 100 m)	Superficie sonde (m ²)	Costo sonde (€ + IVA)
Calcarei stratificati e massicci	15	3,55	2,31	180		15	8 (4X2)	192	40000

A fronte di tali evidenze, dal punto di vista geotermico, le litologie sabbiose sono quelle potenzialmente più produttive in termini di calore estraibile, insieme ai calcari stratificati e massicci, pertanto ne consegue un numero inferiore di pozzi, una ridotta occupazione del suolo e un minor costo di installazione, a parità di calore estratto (50 kW).

7.1.4.1 Valutazione del potenziale geotermico della regione dai corsi d'acqua

Energia idrotermica

L'energia idrotermica è l'approvvigionamento di calore dai corsi d'acqua superficiali quali laghi, fiumi, mari. Pertanto, la risorsa termica disponibile in un determinato luogo dipende da diversi fattori, quali

l'irraggiamento solare, la piovosità, la latitudine, la quota, la tipologia ed estensione dei bacini di ricarica e la presenza, o meno, del mare nelle vicinanze.

L'idea di utilizzare l'energia idrotermica, mediante un sistema closed loop, proveniente dal mare a Trieste, una città costiera, nasce dalla vicinanza di questa risorsa alla zona urbana e dalla possibilità di promuovere l'uso di fonti rinnovabili negli edifici pubblici e privati del centro storico sul lungomare. Questa proposta progettuale segue le linee guida della politica energetica nazionale e comunitaria, che si concentra sulla razionalizzazione del sistema energetico con particolare attenzione al settore termico. Questa soluzione, già sperimentata in diverse parti del mondo, compresa Trieste, mira a ridurre drasticamente consumi ed emissioni nel riscaldamento e raffreddamento degli edifici. Il centro storico di Trieste si distingue per la sua posizione vicino al mare, con un bacino caratterizzato da una profondità di circa dieci metri e temperatura costante nel corso dell'anno: 14-16 °C in estate e 9-11 °C in inverno.

Il recupero del calore a bassa temperatura da acque superficiali è generalmente effettuato per mezzo di sistemi combinati in cui scambiatore di calore e pompa di calore sono strettamente interconnessi tra loro. L'acqua del bacino viene pompata e trasferisce calore a un circuito secondario tramite uno scambiatore di calore intermedio. Questo circuito fornisce calore all'utenza mediante l'utilizzo di una pompa di calore (Figura 7.8).

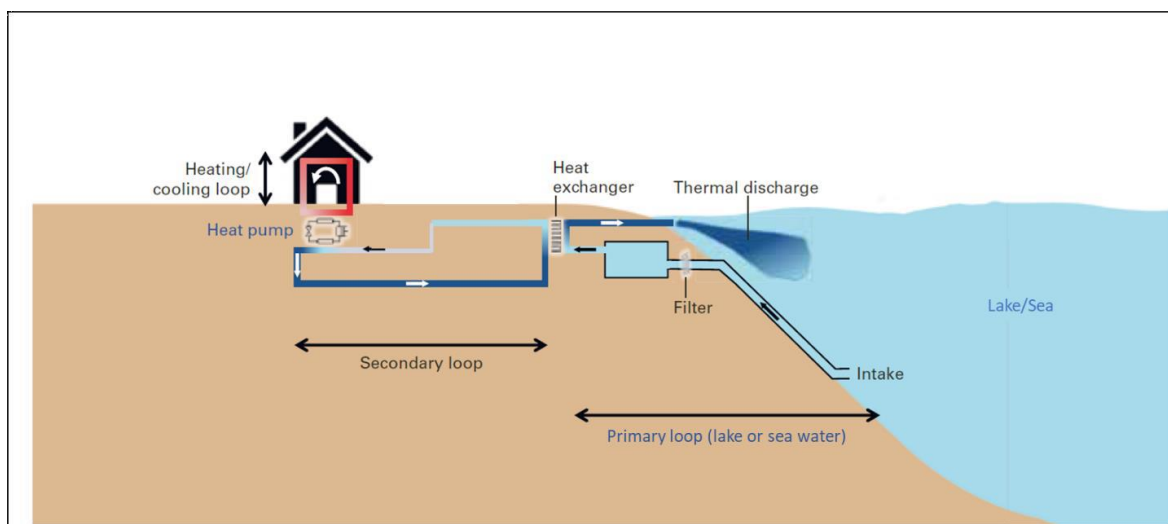


Figura 7.8 Sfruttamento dell'energia prodotta da acqua di lago/mare per il riscaldamento di un edificio tramite pompa di calore [119].

L'energia termica estraibile dalla massa d'acqua del mare E [kWh] può essere calcolata tramite l'equazione:

$$E = c_{ww} \cdot \rho \cdot V \cdot \Delta T \text{ [kWh]}$$

Dove: c_{ww} indica il potere calorifico delle acque del mare pari a 3.925 J/kg°C;

ρ è la densità acqua di mare pari a 1.025 kg/m³;

119 Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale, Politecnico Milano, Studio commissionato da AIRU, Rapporto 2023

Δt indica la differenza di temperatura a cavallo dello scambiatore di calore, uguale a 5 °C;

V è il volume del flusso d'acqua.

Il volume del corpo idrico superficiale può essere calcolato come segue:

$$V = L_{riva} \cdot Dist \cdot Prof [m^3]$$

Per il calcolo della lunghezza della riva in FVG si fa riferimento allo studio [120]. Su una costa lunga complessivamente 111 km, da Lazzaretto, nel comune di Muggia, al confine con la Slovenia, fino a Lignano Sabbiadoro, al confine con il Veneto, il 55,4% è stato fortemente influenzato dall'attività umana. In particolare, sono stati modificati irreversibilmente 61,5 km di costa, con 34 km occupati da infrastrutture (il porto di Trieste da solo occupa 23 km di costa). Vi sono 6 km di paesaggi urbani ad alta densità, 21,5 km occupati da insediamenti con densità più bassa, 9,2 km di paesaggi agricoli e 40,3 km di costa ancora caratterizzati da elementi naturali. Per quanto riguarda la morfologia della costa, vi sono 64,7 km di spiaggia o comunque di tratti costieri bassi e naturali, 17 km di costa rocciosa e 29,3 km ormai permanentemente alterati a causa di banchine, infrastrutture e riempimenti legati all'attività portuale e industriale. Trenta km è il tratto di costa antropizzato che è stato considerato nel calcolo del volume dell'acqua di mare (densità pari a 1.025 kg/m³) che può essere sfruttato per l'approvvigionamento di calore. Si assume poi una profondità di prelievo di 8 metri e una distanza dalla costa di circa 100 metri.

Pertanto, l'energia termica potenzialmente estraibile dal mare sarà circa uguale a **134 GWh/anno**.

Per l'approvvigionamento dell'acqua dai fiumi o laghi, è stata considerata una portata accettabile di estrazione pari a 1.000 m³/h ad una profondità di 10 m.

È possibile calcolare la potenza termica secondo l'equazione:

$$P = Q \cdot c_{ww} \cdot \rho \cdot \Delta T [kW]$$

dove Q è la portata assunta pari a 1.000 m³/h;

c_{ww} indica il potere calorifico delle acque dei fiumi e dei laghi pari a 4180 J/kg°C;

ρ è la densità dell'acqua pari a 1.000 kg/m³;

Δt indica la differenza di temperatura a cavallo dello scambiatore di calore, uguale a 5 °C.

La potenza termica potenzialmente estraibile calcolata sarà pari a 5.800 kW.

Considerando 2.520h di funzionamento all'anno, l'energia prodotta dall'approvvigionamento dell'acqua dei fiumi/laghi, estraendo una portata pari a 1.000 m³/h, sarà circa uguale a **15 GWh**.

7.1.4.2 Sintesi del potenziale geotermico regionale

Di seguito si riportano i terreni potenzialmente sfruttabili, presenti dalla linea delle risorgive verso la linea di costa, **per l'approvvigionamento di calore per la climatizzazione di edifici**, considerando una

120 E. Zanchini, M. Manigrasso, VISTA MARE. La trasformazione dei paesaggi costieri italiani, volume monografico, Edizioni Ambiente, Milano 2017

potenza termica effettiva richiesta dall'utenza pari a 50 kW e l'installazione di sonde geotermiche a circuito chiuso, di lunghezza pari a 100m.

Nella **provincia di Pordenone**, si consiglia di installare i sistemi geosonde su terreni sabbiosi argillosi e argillosi, i quali nonostante abbiano una conducibilità termica leggermente superiore rispetto ai terreni ghiaiosi e sabbiosi-ghiaiosi, subiscono l'influenza del trasferimento di calore da parte della falda acquifera presente.

Nella **provincia di Udine**, oltre ai sedimenti di interesse considerati per la provincia di Pordenone, si considerano anche i sedimenti sabbiosi, caratterizzati da valori di conducibilità termica, in condizioni sature, maggiori rispetto alle altre due litologie. L'energia termica estratta all'anno dal terreno sabbioso, è di gran lunga superiore, a parità di lunghezza delle sonde, rispetto agli altri due contesti litologici, da ciò ne consegue un minor numero di sonde a parità di potenza estratta dal terreno e una considerevole diminuzione dei costi di installazione.

Per quanto concerne la **provincia di Gorizia**, pur non disponendo dei dati relativi alla soggiacenza, per le litologie comuni alle provincie viste prima, valgono le stesse assunzioni. Oltre a ciò, sono presenti rocce carbonatiche stratificate e massicce, per le quali è stata assunta una soggiacenza della falda media pari a 30 m dal p.c. L'energia termica estratta all'anno dalle rocce carbonatiche è maggiore rispetto ai sedimenti ghiaiosi e/o sabbiosi/argillosi e, a parità di lunghezza delle sonde, risultano più produttive rispetto ai terreni sabbiosi.

Per la **provincia di Trieste**, la gran parte del territorio è caratterizzata da rocce carbonatiche stratificate e massicce. Pertanto, valgono le considerazioni fatte sopra.

A fronte di tali evidenze, dal punto di vista geotermico, le litologie sabbiose sono quelle potenzialmente più produttive in termini di calore estraibile, insieme ai calcari stratificati e massicci; pertanto, ne consegue un numero inferiore di pozzi, una ridotta occupazione del suolo e un minor costo di installazione, a parità di calore estratto.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di calore da bacini idrici, il potenziale estraibile dal mare è circa uguale a **134 GWh/anno**. Trenta km è il tratto di costa antropizzato che è stato considerato nel calcolo del volume dell'acqua di mare che può essere sfruttato per l'approvvigionamento di calore. Si assume poi una profondità di prelievo di 8 metri e una distanza dalla costa di circa 100 metri.

Per l'approvvigionamento dell'acqua dai fiumi o laghi, considerando 2.520 ore di funzionamento all'anno, l'energia termica estratta, considerando una portata pari a 1.000 m³/h, e una profondità di 10 m, sarà circa uguale a **15 GWh**.

7.1.4.3 Criticità e limiti di sviluppo della geotermia

La mancanza di una normativa nazionale e regionale specifica può essere considerata un limite per lo sviluppo uniforme e regolamentato della geotermia. La normativa è fondamentale per garantire che l'estrazione e l'utilizzo dell'energia geotermica avvengano in modo sicuro, sostenibile e conforme agli standard ambientali e di sicurezza.

Di seguito alcuni modi in cui la mancanza di una normativa nazionale può essere un limite:

- **Differenze regionali:** senza una normativa nazionale, possono sussistere differenze significative nelle regolamentazioni tra Regioni o Stati, creando incertezza per gli sviluppatori e rendendo più complesso il processo di conformità.
- **Variabilità delle procedure:** la mancanza di standard uniforme potrebbe portare a variazioni nelle procedure di valutazione del potenziale geotermico, nell'installazione degli impianti e nella gestione delle risorse, complicando la pianificazione e l'implementazione.

Sfide nell'implementazione e nell'investimento:

- **Incertezza per gli investitori:** la mancanza di una guida normativa chiara può scoraggiare gli investitori e gli sviluppatori interessati dalla geotermia, a causa dell'incertezza riguardo ai requisiti normativi e alle procedure da seguire.
- **Difficoltà nella standardizzazione:** senza regolamenti nazionali o regionali, la standardizzazione delle pratiche e dei requisiti tecnici diventa più difficile, rallentando il progresso dell'industria e l'adozione su larga scala della geotermia.

La mancanza di un sistema dati integrato sul territorio nazionale è sicuramente un altro dei principali ostacoli allo sviluppo della geotermia. Ciò è una conseguenza degli elevati costi delle prospezioni idrogeologiche e delle indagini necessarie per l'acquisizione dei dati diretti.

La Banca Dati Geotermica Nazionale è stata costituita negli anni '90 per completare l'Inventario delle Risorse Geotermiche Nazionali ed è gestita dal CNR. È stato recentemente aggiornato in occasione dei progetti VIGOR e Atlante geotermico del Sud Italia, in particolare per nove regioni del Sud Italia. I dati sono parzialmente disponibili sul sito GEOTHOPICA, sul quale il CNR sta attualmente lavorando per migliorarne le funzionalità. Il database invece non è aggiornato sulle restanti regioni italiane.

Nonostante la normativa vigente imponga alle Regioni lo sviluppo di apposite banche dati, si segnala che solo la Regione Lombardia soddisfa i requisiti necessari e mette a disposizione l'unica banca dati pubblica disponibile on line: il "Registro delle Sonde Geotermiche della Regione Lombardia" (RSG), strumento informatico disponibile in tutta la regione, utilizzato per soddisfare i nuovi requisiti autorizzativi per l'installazione di sistemi a pompa di calore geotermica a bassa entalpia accoppiati a sonde geotermiche.

7.1.4.4 *Analisi costi benefici di un impianto geotermico*

I costi di realizzazione di un impianto geotermico possono variare notevolmente in base a diversi fattori, tra cui le dimensioni dell'impianto, la profondità dei pozzi geotermici, il tipo di terreno, la tecnologia utilizzata e le condizioni locali. Tuttavia, per fornire una panoramica generale, ecco alcuni dei principali costi associati alla realizzazione di un impianto geotermico:

1. **Costi di progettazione:** coinvolgono gli oneri per la progettazione dell'impianto geotermico, che includono studi di fattibilità, analisi del terreno, valutazioni dell'area e la pianificazione dell'intero sistema.
2. **Costi di installazione** dei pozzi geotermici: la perforazione dei pozzi geotermici rappresenta una parte significativa dei costi iniziali. Il numero e la profondità dei pozzi dipendono dalle esigenze di riscaldamento/raffreddamento dell'edificio o dell'impianto.
3. **Sistema di distribuzione del calore:** questo comprende i costi per l'installazione di tubazioni, pompe, scambiatori di calore e altri componenti necessari per distribuire il calore o il freddo dall'impianto geotermico all'edificio.
4. **Costi dell'unità geotermica:** includono i costi delle unità di pompa di calore geotermiche, che trasferiscono il calore o il freddo dal terreno all'interno dell'edificio.
5. **Costi elettrici e di controllo:** coinvolgono i costi per l'installazione del sistema elettrico necessario per far funzionare l'impianto geotermico e i dispositivi di controllo e monitoraggio del sistema.
6. **Costi di gestione e supervisione:** questi costi possono includere la supervisione durante la fase di installazione, la formazione del personale e la gestione del sistema una volta completato.

La geotermia a bassa entalpia, in generale, è una soluzione tecnologica che richiede investimenti iniziali più elevati rispetto ad altre fonti di energia, incluse le rinnovabili.

Ad esempio, un'installazione per la climatizzazione di una casa di circa 100 m² richiede un investimento iniziale di circa 25-30.000 € per un impianto a sonde geotermiche verticali accoppiato ad una pompa di calore. I costi sono ripartiti al 60% circa per la componente sottosuolo (analisi geologiche iniziali, perforazione e installazione delle sonde) e un 40% per la parte di superficie (analisi dei fabbisogni energetici, pompa di calore e installazione). Inoltre, con un'ulteriore spesa iniziale di circa 3.000-4.000 €, è possibile installare i pannelli radianti che permettono anche il raffrescamento in estate. I costi di realizzazione di un impianto geotermico possono variare notevolmente in base a diversi fattori, tra cui le dimensioni dell'impianto, la profondità dei pozzi geotermici, il tipo di terreno, la tecnologia utilizzata e le condizioni locali. A fronte di tali costi iniziali si ha un'efficienza maggiore del 30-50% rispetto ad altre fonti e relativa riduzione dei costi di manutenzione inferiori del 50-70% rispetto a tradizionali impianti di riscaldamento. Maggiore è la scala del progetto, maggiore sono i benefici dell'installazione di questo tipo di soluzioni geotermiche.

Bisogna tener conto che la vita media di un impianto geotermico è superiore rispetto a una caldaia a metano e un condizionatore elettrico. La pompa di calore ha una vita media di circa 15-20 anni, mentre la vita utile delle sonde geotermiche è di circa 100 anni. A questo bisogna aggiungere che gli impianti geotermici necessitano di modesta manutenzione, perché non dispongono di canne fumarie e bruciatori, pertanto all'investimento iniziale non si aggiungono, a differenza dei sistemi tradizionali, le spese di manutenzione.

Inoltre, il fatto che non ci sia più una caldaia che utilizza gasolio oppure metano scongiura il rischio legato ai pericolosi serbatoi installati. Infine, le componenti impiantistiche si adattano a qualsiasi tipo di edificio (abitazioni, uffici, edifici commerciali, hotel, scuole, piscine, capannoni); nessuna apparecchiatura viene installata al di fuori dell'edificio, ciò comporta un impatto visivo nullo.

7.1.5 Settore Idroelettrico

Per rispettare gli obiettivi previsti dal PNIEC è necessario intervenire in modo da contrastare l'attuale trend di riduzione di produzione di energia idroelettrica, così fortemente dipendente dall'andamento delle condizioni meteo (e in particolare delle precipitazioni).

Ferma restando l'indisponibilità attuale di nuove opportunità per la realizzazione di impianti di potenza, prioritari sono gli interventi in due direzioni:

Recupero idrico, per ottimizzare l'utilizzo della risorsa acqua che includono misure per:

- il riuso delle acque depurate;
- la riduzione delle perdite di rete nella fase di distribuzione;
- la riduzione dei consumi ad uso civile;
- la raccolta delle acque meteoriche.

Interventi sugli impianti di produzione idroelettrica, che includono:

- la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici per bilanciare il sistema elettrico, attraverso lo sfruttamento di invasi esistenti;
- la produzione di energia da rilasci degli invasi a scopo irriguo;
- il repowering impianti esistenti;
- la costruzione di nuovi impianti mini-idroelettrici (<3 MW).

Per ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica disponibile su territorio regionale, va analizzato il potenziale di nuova capacità produttiva dai rilasci degli invasi a scopo irriguo e dalla costruzione di impianti mini-idroelettrici mediante valutazioni del potenziale energetico e il coinvolgimento degli stakeholder

territoriali. Di notevole rilevanza al fine di contribuire al bilanciamento del sistema elettrico, la realizzazione di nuovi pompaggi idroelettrici su invasi esistenti.

Recenti studi di A2A e The European House Ambrosetti¹²¹ stimano un potenziale di 44 MW installabile da interventi di repowering e revamping e 45 MW da mini e micro idroelettrico.

Regime autorizzativo per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Con Decreto Legislativo 23 aprile 2002, n. 110, sono trasferite alla Regione Friuli Venezia Giulia tutte le funzioni in materia di energia che concernono le attività di ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di qualunque forma di energia, salvo quelle espressamente previste dall'articolo 2 del medesimo decreto. A partire dal 1° gennaio 2017 sono trasferite dalle Provincie alla Regione funzioni quali la competenza al rilascio delle Autorizzazioni Uniche di impianti di produzione di energia elettrica.

Le funzioni della Regione sono individuate all'articolo 2 della Legge regionale 11 ottobre 2012, n. 19, di cui si segnalano i seguenti:

- Articolo 3, definisce le competenze in materia di energia passate dalle Province alla Regione;
- Articolo 12, elenca gli interventi soggetti ad Autorizzazione Unica;
- Articolo 16, elenca gli interventi non soggetti ad Autorizzazione Unica.

Il portale regionale mette a disposizione una sezione con la normativa di riferimento e rende disponibile la modulistica predisposta dagli uffici regionali.

7.2 Principali potenzialità dell'idrogeno

7.2.1 Scenario PNIEC

Nel presente rapporto viene fornita un'analisi approfondita della situazione energetica in Italia con particolare attenzione all'idrogeno come vettore energetico. In particolare, viene esaminato lo stato delle iniziative nella regione Friuli Venezia Giulia e si evidenziano le potenzialità dell'utilizzo dell'idrogeno nel contesto dell'evoluzione del panorama energetico.

Il documento pone al centro della sua valutazione il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 2023, un pilastro strategico che delinea la politica energetica e climatica a lungo termine per l'Italia. Il PNIEC, strumento cruciale attraverso il quale gli Stati Membri formulano politiche e misure, assume un ruolo fondamentale nel perseguire gli obiettivi energetici e climatici fissati per il 2030.

Nel contesto degli ambiziosi obiettivi europei, che prevedono una quota sempre maggiore di energia rinnovabile sui consumi finali lordi di energia (32% con la REDII e 42,5% con la nuova Direttiva REDIII¹²²),

¹²¹ "Verso l'autonomia energetica italiana: acqua, vento, sole, rifiuti le nostre materie prime. Il fondamentale contributo delle regioni per il raggiungimento dei nostri obiettivi", Position Paper, 2022, The European House Ambrosetti in collaborazione con a2a, [disponibile online](#)

"Acqua: azioni e investimenti per l'energia, le persone e i territori", Position Paper, 2023, The European House Ambrosetti in collaborazione con a2a, [disponibile online](#)

¹²² La direttiva ancora non è recepita a livello nazionale, se ne prevede il recepimento in Italia entro il 21 Maggio 2025

il report sottolinea come lo scenario delineato dal PNIEC preveda un significativo aumento delle energie rinnovabili e una contemporanea riduzione del consumo interno lordo entro il 2030. Nella Figura 2.2, si nota che la quota complessiva di rinnovabili e rifiuti aumenta da circa 30 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) nel 2021 a circa 46 Mtep nel 2030, accompagnata da una riduzione del consumo interno lordo di 23 Mtep. Nel medesimo periodo, si registra una diminuzione del consumo di gas naturale di circa 22 Mtep e di prodotti petroliferi di circa 17 Mtep.

Nella Figura 7.9, relativa all'evoluzione dei consumi finali per fonte, oltre a una riduzione dei consumi di gas naturale di circa 15 Mtep e dei prodotti petroliferi di circa 18 Mtep al 2030, si registra un aumento del consumo di elettricità di 8 Mtep. In Figura 2.1 inoltre, al 2030 per i consumi finali lo scenario PNIEC è di 8,8 Mtep inferiore allo scenario di riferimento.

In conclusione, il rapporto offre una panoramica dettagliata delle dinamiche energetiche in Italia, evidenziando il ruolo chiave dell'idrogeno e illustrando come il PNIEC funga da guida strategica per l'implementazione di politiche atte a raggiungere gli obiettivi energetici e climatici prefissati.

Settore elettrico (Scenario PNIEC2023)

Dalla Tabella 2.3 del PNIEC si denota come il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico: la generazione da FER, infatti, si attesterà a circa 238 TWh al 2030, di cui circa 10 TWh al 2030 di produzione solare sarà destinata all'esercizio degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde. Dalla Tabella 2.3 si nota che la forte espansione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, come fotovoltaico ed eolico onshore, permetterà al settore di coprire il 65% circa dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, in notevole aumento rispetto al 36% rilevato nel 2021.

"Overgeneration"

Particolare rilievo avranno gli accumuli, non solo in ottica di sicurezza e flessibilità, ma anche per ridurre al minimo le overgeneration (caso in cui la produzione di energia rinnovabile, non programmabile, supera la domanda del fabbisogno di energia elettrica oppure il caso in cui la produzione di energia rinnovabile non può essere dispacciata a causa di limiti tecnici della rete).

L'overgeneration è prevalentemente ridotta con accumuli idroelettrici, mediante pompaggi, e con accumuli elettrochimici, mediante batterie. Tale sovrapproduzione può essere ridotta ulteriormente mediante l'uso di elettrolizzatori. Tali elettrolizzatori vengono in generale modellizzati come carichi elettrici che si attivano in presenza di overgeneration rinnovabile per produrre idrogeno verde.

Settore termico (Scenario PNIEC2023)

Nel settore termico, che riveste un ruolo importante nel conseguimento degli obiettivi rinnovabili, è richiesto un cambiamento tecnologico verso soluzioni che favoriscano la diffusione delle energie rinnovabili.

Per favorire la decarbonizzazione degli impieghi di gas naturale si intende promuovere la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili e il suo impiego nei comparti industriali "hard to abate", ovvero i settori industriali ad intensità energetica dove l'elettrificazione diretta potrebbe essere di complessa attuazione.

L'utilizzo dell'idrogeno come leva per decarbonizzare tali settori, viene indicato in Tabella 2.4, dove tra le tipologie di rinnovabili utilizzate nei consumi finali, vengono riportati, nello scenario elaborato dal PNIEC2023, 12 ktep l'anno di idrogeno al 2025, valore che viene incrementato a 330 ktep al 2030.

Nella Figura 7.9 si evidenzia come la penetrazione dell'idrogeno è presente dopo il 2021, anche se i volumi energetici in gioco sono tra i più bassi in relazione alle fonti di energia presenti e paragonabili a quelli della geotermia.

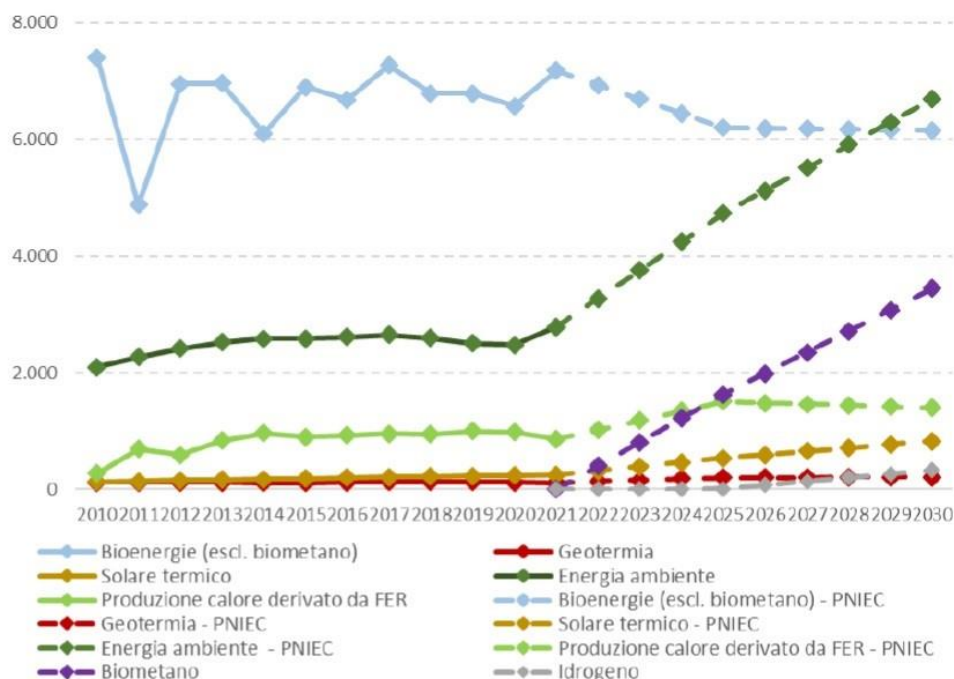


Figura 7.9 Traiettorie di crescita dell'energia da FER al 2030 nel settore termico (ktep).

Settore trasporti (Scenario PNIEC2023)

La Direttiva RED III, come precedentemente accennato nel par 2.2.1, ha introdotto i target specifici alternativi nel settore dei trasporti che consistono in una quota di energia rinnovabile nel consumo di energia finale nel settore dei trasporti entro almeno il 29% al 2030, oppure una riduzione dell'intensità delle emissioni di gas serra di almeno il 14,5% al 2030. In particolare, nel primo target l'obiettivo è portato dal 14% della RED II al 29% della REDIII.

Per fare ciò, da un lato, si richiede di aumentare la quota di biocarburanti avanzati nel consumo del settore e, dall'altro, si fissano quote più ambiziose per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (Renewable fuels of non biological origin - RFNBO), come l'idrogeno.

Nella Direttiva REDIII è riportato, inoltre, come al 2030 la quota combinata di biocarburanti avanzati e biogas¹²³ e di combustibili rinnovabili di origine non biologica dell'energia fornita al settore dei trasporti, debba essere pari a 5,5% e che almeno l'1% debba provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica.

In ottemperanza con quanto indicato dalla REDIII, pertanto, il PNIEC riporta un contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica nel settore dei trasporti al 2025 pari a 9 ktep, contributo

¹²³ prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato IX, parte A della direttiva REDIII

crescente nel tempo fino ad assumere un valore di 390 ktep al 2030 (3% dell'energia da FER nei trasporti), come evidenziato in Tabella 2.5.

Idrogeno (Scenario PNIEC 2023)

Nella direttiva REDIII si definiscono specifici obiettivi sull' idrogeno rinnovabile e combustibili rinnovabili di origine non biologica:

al 2030 il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica utilizzati a fini energetici e non energetici finali in industria deve essere almeno pari al 42 % dell'idrogeno utilizzato a fini energetici e non energetici finali nell'industria. Al 2035, tale contributo deve salire al 60% (RED III);

- come precedentemente menzionato nel "Settore trasporti", la quota combinata di biocarburanti avanzati e biogas e di combustibili rinnovabili di origine non biologica nell' energia fornita al settore dei trasporti deve essere al 2030 di 5,5% e almeno l'1% dell'energia fornita al settore dei trasporti deve provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica;
- gli Stati Membri devono impegnarsi affinché, a partire dal 2030, almeno l'1,2% dell'energia fornita al settore marittimo (nazionale ed internazionale) provenga da combustibili rinnovabili di origine non biologica (RED III).

Nel RefuelEU Aviation dal 2030 si definisce che almeno lo 1,2% del carburante per l'aviazione (nazionale ed internazionale) deve provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica).

Nella Tabella 7.33 seguente si nota come le proiezioni di impiego dell'idrogeno nell'industria indicano che saranno necessari circa 330 ktep di idrogeno rinnovabile, di origine biologica e non biologica, per raggiungere il target settoriale al 2030. In merito ai trasporti, il PNIEC stima un consumo complessivo di circa 390 ktep di idrogeno rinnovabile (inclusi i combustibili rinnovabili di origine non biologica). Il PNIEC inoltre evidenzia come sia importante valutare la necessità di sostenere l'impiego dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio come vettore per decarbonizzare i settori hard to abate ed i trasporti, in particolare la navigazione e l'aviazione, in combinazione con l'utilizzo di CCS.

Tabella 7.33 Stima degli obiettivi di consumo di idrogeno al 2030 (PNIEC2023).

Anno	Settore	Quantità H ₂	
		ktep	Mton
2030	Industria	330	0,115
	Trasporti	390 *	0,136
	<i>di cui aviazione/navigazione</i>	29	0,010
	TOTALE	719	0,251

* Valore inclusivo di RNFBO

Nel complesso gli obblighi di uso di idrogeno rinnovabile al 2030 condurrebbero a consumi di circa 0,25 Mton/anno. Il PNIEC stima che almeno l'80% di tale domanda sarà prodotto sul territorio nazionale e la

restante quota sarà importata. Ipotizzando un “load-factor” degli elettrolizzatori del 40% sarebbe necessaria una capacità (elettrica) di circa 3 GW di elettrolizzatori.

7.2.2 Idrogeno vettore energetico per la decarbonizzazione

L'idrogeno, pur essendo l'elemento più abbondante dell'universo, sul nostro pianeta è difficile da trovare allo stato puro, esso è quasi esclusivamente combinato con altri elementi ed è prodotto con specifici processi. Sulla superficie terrestre, l'idrogeno si trova in alte percentuali nell'acqua, in alcuni composti organici come idrocarburi e biomasse e infine in piccole quantità all'interno dell'atmosfera. Dal punto di vista chimico, l'idrogeno è composto da una molecola biatomica (due atomi) e pertanto è descritto in linguaggio chimico con il simbolo H_2 .

A livello globale i più diffusi processi per produrre l'idrogeno sono il reforming di gas naturale (steam reforming), la gassificazione del carbone, produzione dal petrolio e da altri processi chimici. Più recentemente con la penetrazione delle tecnologie delle energie rinnovabili si sta valutando la possibilità di produrre l'idrogeno mediante elettrolisi alimentata ad energia rinnovabile.

Il consumo di idrogeno globale è pari a 95 Mton/anno (IEA 2021) ed è distribuito come nella seguente figura.

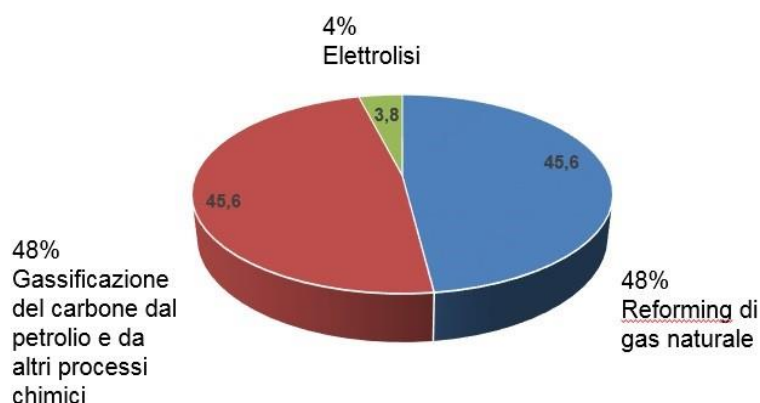


Figura 7.10 Distribuzione delle tecnologie per la produzione di idrogeno (ESMAP2020) L'attuale consumo finale di idrogeno in Italia è pari a circa 480.000 t/anno (Confindustria, 2020). La produzione avviene tipicamente in loco in grandi impianti di *steam reforming* del gas naturale e alimenta direttamente i processi chimici.

L' idrogeno sulla base delle metodologie di produzione è suddiviso secondo le seguenti principali categorie prese in considerazione:



Idrogeno Grigio: prodotto da fonti fossili (es. Steam Reforming del gas naturale)



Idrogeno Blu: prodotto da fonti fossili con la cattura della CO_2 (CCS)



Idrogeno Verde: prodotto da energia rinnovabile (Elettrolisi)



Idrogeno Viola: prodotto da energia nucleare

Figura 7.11 Principali metodi di produzione dell'idrogeno.

L' idrogeno Verde può essere utilizzato come vettore energetico in molteplici utilizzi: per esempio per l'utilizzo come combustibile puro in motori a combustione interna o in celle a combustibile in processi energetici e non energetici o per la combinazione con la CO₂ per la produzione di combustibili sintetici (combustibili rinnovabili di origine non biologica per il trasporto stradale, ferroviario, marittimo e dell'aviazione). Nella figura seguente si riportano i principali usi dell'idrogeno da elettrolisi.

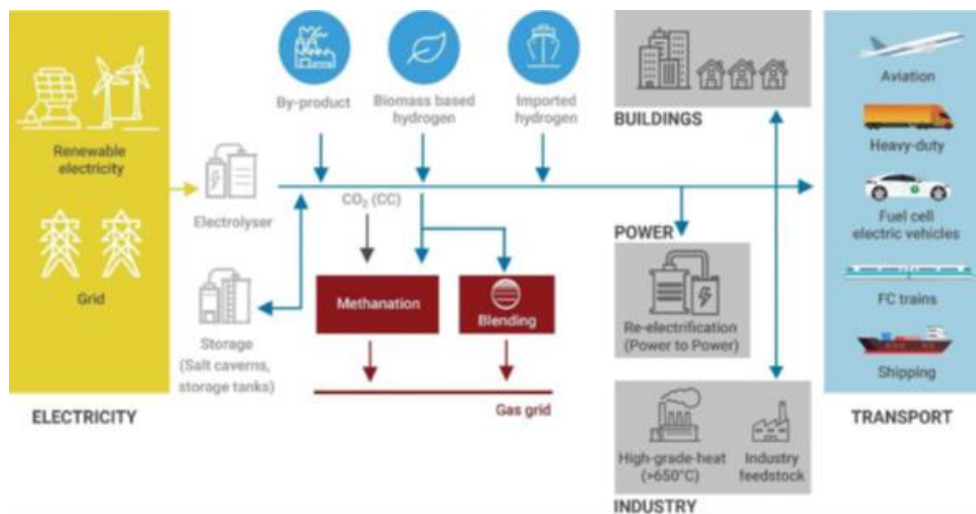


Figura 7.12 Scenari di produzione e utilizzo dell'idrogeno.

L' idrogeno è un vettore energetico usato come combustibile che può essere messo a confronto con il metano, che è uno dei principali combustibili di comune utilizzo.

Di seguito si riporta la tabella di confronto tra le caratteristiche dell'idrogeno (H₂) e quelle del metano (CH₄):

Tabella 7.34 Proprietà fisico-chimiche di idrogeno(H₂) e metano (CH₄).

Proprietà fisico-chimiche	H ₂	CH ₄
Massa molare [g/mol]	2.02	16.04
Potere calorifico inferiore [MJ/kg]	120	48
Potere calorifico superiore [MJ/kg]	142	53
Potere calorifico inferiore per volume [MJ/m ³]	11	35
Potere calorifico superiore per volume [MJ/m ³]	13	39
Temperatura critica [°C]	-252.76	-83
Limiti di infiammabilità [%]	4.1-74	5.3-15
Energia minima di innesco [mJ]	0.017	0.28
Temperatura di auto-ignizione in aria [°C]	585	540
Densità [kg/m ³]	0.0838	0.717
Viscosità [μP*s]	8.9	11
Velocità di diffusione in aria [cm ² /s]	0.61	0.16

Dalla Tabella 7.34 si nota che l'idrogeno è più leggero del metano, con una densità di 0,0838 kg/m³ rispetto a 0,717 kg/m³ e ha un P.C.I. per unità di massa superiore al metano, 120 MJ/kg rispetto a 48 MJ/kg, mentre il P.C.I. per unità di volume è inferiore 11 MJ/m³ rispetto a 35 MJ/ m³. La temperatura critica è inferiore a quella del metano, con -252,76°C rispetto a -83°C.

L' idrogeno può essere utilizzato come vettore energetico, avendo delle caratteristiche intrinseche, che hanno un impatto sulla filiera di produzione, trasporto, stoccaggio e utilizzo.

Di seguito, nella Tabella 7.35, sono riportati i principali punti di forza e debolezza relativi all'idrogeno.

Tabella 7.35 Punti di forza e debolezza relativi all'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico.

Punti di forza	Punti di debolezza
E' possibile stoccarlo per lunghi periodi (anche mesi)	In natura è in quantità ridotte in forma non combinata, occorre produrlo se si vuole utilizzarlo in forma pura
Alta densità energetica	Stoccaggio ad alte pressioni (fino a 700 bar nei veicoli)
Emissioni della combustione molto limitate	Maggior infiammabilità rispetto al metano
Presente in grandi quantità in combinazione con C e H ₂ O	Velocità di ascensione (14 volte più leggero rispetto all' aria)

L' idrogeno, inoltre, si presenta allo stato elementare come un gas incolore, inodore, insapore, e in forma gassosa è completamente atossico.

7.2.3 Stato dell'arte, politiche e attività sull' idrogeno nella regione Friuli Venezia Giulia

L.R. 4/2023 - FVGreen

Con la legge regionale 17 febbraio 2023, n. 4 (FVGreen - Disposizioni per lo sviluppo sostenibile e la transizione ecologica del Friuli Venezia Giulia) la Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia si è impegnata

a conseguire l'obiettivo di lungo termine di emissioni di gas a effetto serra nette uguali a zero entro il 2045 – con cinque anni di anticipo quindi sugli obiettivi UE - e a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, pari almeno all'obiettivo nazionale assegnato dall'Unione europea, entro il 2030. Si tratta di un obiettivo che implica un modello di crescita disaccoppiata dall'utilizzo delle risorse naturali e con un passo di riduzione media annua delle emissioni pari al 4% rispetto alla produzione attuale, che dovrà essere ottenuto grazie a un'opera di efficientamento energetico dell'intero sistema regione e al contestuale incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Al fine di conseguire tale target, in uno scenario globale fortemente contraddistinto da perturbazioni e incertezze anche per quanto riguarda l'approvvigionamento energetico, è stato riconosciuto il ruolo chiave dell'idrogeno quale acceleratore del processo di transizione energetica in corso, soprattutto in una visione di medio-lungo periodo.

È un vettore energetico che può essere utilizzato, a seconda della tipologia di fonte primaria e processo, con una produzione quasi esente da emissioni; è versatile per il suo impiego in diverse applicazioni in ambito industriale, dei trasporti ed energetico, capace di garantire flessibilità e resilienza al sistema energetico anche per la possibilità di convertire l'attuale rete del gas per il suo trasporto, per decarbonizzare la mobilità non elettrificabile e i processi termici nelle industrie energivore. Può inoltre essere immagazzinato fornendo un'importante leva di regolazione. L'idrogeno diventa un elemento fondamentale del mix energetico anche della regione.

La Regione Friuli Venezia Giulia all'interno del macro obiettivo dell'indipendenza energetica si pone come obiettivo di piano di sviluppare un ecosistema regionale dell'idrogeno attuando le seguenti azioni:

- Predisporre il programma per lo sviluppo dell'ecosistema;
- Introdurre mezzi a idrogeno nel Trasporto Pubblico Locale;
- Concedere contributi per la realizzazione di stazioni di rifornimento per mezzi a idrogeno;
- Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di H₂ (elettrolizzatori e accumulatori);
- Concedere contributi alle imprese per sostenere i costi di investimento dell'H₂.

Si evidenzia, inoltre, come l'obiettivo di piano "Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini" contenente l'azione "Realizzare corsi di formazione", sia indirizzato anche all'ecosistema idrogeno, con l'obiettivo di definire percorsi di formazione dedicati ai professionisti del settore anche in termini di riqualificazione dei lavoratori occupati così come per la creazione di nuove figure professionali rispondenti ai bisogni emergenti del sistema produttivo.

Stato dell'arte e attività

La Regione, grazie alla sua posizione geopolitica strategicamente interconnessa con i mercati dell'Europa centrale e Sud orientale, ha sostenuto sin dal suo concepimento la costruzione di un ecosistema dell'idrogeno che comprenda l'intera filiera, dalla produzione, distribuzione, stoccaggio sino all'utilizzo finale su scala transnazionale. In virtù della Lettera di intenti trilaterale sottoscritta nel marzo 2022, la Regione, unitamente alla Repubblica di Slovenia e di Croazia, è impegnata a creare le condizioni per accelerare l'applicazione di soluzioni basate sul vettore "idrogeno", identificare e ingaggiare gli attori chiave per l'implementazione, selezionare e valutare idee progettuali e progetti di interesse, identificare e attivare le necessarie fonti di finanziamento, sia pubbliche che private per garantire la sostenibilità delle operazioni e degli investimenti nel lungo periodo. È stata applicata la metodologia della quadrupla elica che si basa sulle interazioni tra università, industria, pubblica amministrazione e società civile quale

motore di sviluppo locale per lo sviluppo di una Valle idrogeno del Nord Adriatico unica nel suo genere per la sua valenza che trascende la dimensione regionale. L'intendimento è quello di realizzare economia di scala e rappresentare un hub idrogeno di riferimento nel quadrante Sud-orientale europeo al fine di:

- Potenziare l'introduzione dell'idrogeno nel sistema energetico regionale a partire dai settori più maturi permettendo alle imprese di rimanere competitive;
- Sostenere la ricerca industriale ed il potenziamento delle infrastrutture di ricerca anche in un'ottica di creare attraverso laboratori di sperimentazione una specializzazione territoriale che risponda alla vocazione degli enti scientifici e di ricerca della regione;
- Intervenire sulla formazione e riqualificazione dei profili professionali per creare nuove opportunità occupazionali dirette e indirette create a servizio delle nuove dinamiche produttive;
- Attrarre investimenti privati;
- Potenziare la proiezione su scala europea e internazionale la collaborazione già in essere tra enti scientifici e di ricerca insediati sul territorio, tra questi e la componente industriale in un'ottica di Valle regionale di Innovazione di scala già transnazionale capace di mettersi in connessione con altri Valli a livello europeo e garantendo un impatto degli investimenti

Beneficiando anche del supporto tecnico fornito dal sistema scientifico e dell'innovazione della Regione e di Confindustria, è stata avviata una rilevazione sul territorio regionale, contemporaneamente e in stretto coordinamento condotta secondo parametri comuni in Slovenia e Croazia, che ha portato all'individuazione di una prima selezione di realtà industriali già operative nel settore idrogeno, in segmenti diversi della filiera, e interessate a sviluppare iniziative e progettualità congiunte.

Sulla base delle evidenze emerse, è stata presentata con successo candidatura congiunta a valere sul primo bando "Hydrogen Valley" lanciato nel 2022 nell'ambito del programma quadro europeo di ricerca "Horizon Europe": 25 milioni di euro a titolo di cofinanziamento europeo sono stati concessi al progetto approvato "NAHV-North Adriatic Hydrogen Valley", della durata di 72 mesi e sostenuto da 37 organizzazioni provenienti dal Friuli Venezia Giulia e dall'Italia, dalla Slovenia e dalla Croazia a cui partecipano quali Partner effettivi oltre alla Regione Friuli Venezia Giulia rappresentata dalla Direzione centrale difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibile anche il Ministero sloveno dell'ambiente, clima ed energia ed il Ministero croato dell'economia e sviluppo sostenibile. Gli altri Partner effettivi e affiliati italiani Area Science Park, AcegasApsAmga, Faber industrie, Acciaierie Bertoli Safau, Danieli, CTS H2, Snam, Fondazione Bruno Kessler, Università degli Studi di Trieste, Trasporto Pubblico locale FVG (Trieste Trasporti e APT Gorizia), Ferriere Nord sono coinvolti, assieme ai Partner sloveni e croati, nella realizzazione di 17 applicazioni test-bed pilota collegate all'ecosistema ed in particolare nei settori hard to abate, trasporto ed energia. Attraverso un piano di attività concordato si vuole lavorare non solo su banchi di prova e progetti pilota ad un elevato livello di maturità tecnologica, ma anche sugli aspetti di armonizzazione e regolamentazione a livello transnazionale e sull'utilizzo di strumenti per la creazione di spazi di sperimentazione normativa, laboratori viventi per accelerare i processi di innovazione ad elevatissimo contenuto tecnologico.

Obiettivo ambizioso e sfidante del progetto è quello di produrre 5.000 tonnellate annue di idrogeno rinnovabile di cui almeno il 20% sia scambiato/distribuito a livello transfrontaliero secondo un flusso bidirezionale a seconda della localizzazione dello stoccaggio.

La partnership del progetto NAHV è stata anche la base per presentare un ulteriore progetto a valere sullo strumento finanziario europeo I3-Interregional Innovation Investments che è stato valutato

positivamente. Il progetto NACHIP coinvolge un partenariato pubblico-privato ma in particolare le imprese del Friuli Venezia Giulia, della Slovenia e della Croazia interessate a testare soluzioni tecnologiche idrogeno avanzate per essere portate sul mercato e lo sviluppo di un portafoglio di progetti generati attraverso un programma condiviso di accelerazione della maturità tecnologica di integrazione nell'ecosistema della Valle Idrogeno Nord Adriatico.

La Regione ha accompagnato il processo di costruzione dell'ecosistema transnazionale idrogeno posizionandosi in maniera ben definita nel quadro del PNRR italiano che ha destinato oltre 3,6 miliardi allo sviluppo della filiera idrogeno in Italia, fondi ulteriormente incrementati attraverso la nuova Missione 7, RepowerEU. La scelta di individuare nell'idrogeno il Progetto Bandiera della Regione ha comportato il riconoscimento di una quota di 10 milioni di euro per la selezione di progettualità nel settore della ricerca e sviluppo di cui si attende l'assegnazione ministeriale. Ulteriori 10 milioni di euro a valere su fondi regionali sono stati stanziati per sostenere progetti volti a sviluppare infrastrutture di ricerca anche in collaborazione con le imprese.

Il territorio del Friuli Venezia Giulia, grazie all'approvazione di progetti presentati nel quadro di procedure competitive PNRR, risulta beneficiario:

- In esito all'avviso pubblico approvato con DGR n. 61 del 20 gennaio 2023, di 14 milioni di euro in favore di AcegasApsAmga S.p.A (capofila) e HestAmbiente S.r.l (partecipante) a valere sull'investimento 3.1 "Produzione di idrogeno rinnovabile in aree industriali dismesse" (M2C2) per la realizzazione del progetto "Hydrogen Hub Trieste";
- 5,1 milioni di euro a valere sull'investimento 3.3 "Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale" per la realizzazione di due stazioni di rifornimento idrogeno a Porpetto (Q8 Petroleum Italia) e Monfalcone (Azienda Provinciale Trasporti - APT Gorizia);
- 60.000 euro a valere sull'investimento 3.5 "Ricerca e sviluppo sull'idrogeno".
- Ulteriori fondi sono stati assorbiti e saranno declinati anche nel settore idrogeno a supporto dell'ecosistema dell'innovazione del Triveneto iNEST approvato a valere sull'investimento 1.5 "ecosistemi di innovazione" della M4C2 "Dalla ricerca all'impresa".

Inoltre, in un'ottica di complementarità grazie all'attivazione di fondi regionali, l'Amministrazione regionale promuove misure finalizzate al supporto di progetti di investimento che, nel rispetto delle condizioni comuni e di quelle particolari di cui all'art. 41 del regolamento (UE) n. 651/2014 della Commissione, del 17 giugno 2014, prevedono la realizzazione di progetti innovativi legati alla decarbonizzazione del sistema produttivo attraverso l'utilizzo dell'idrogeno da fonti rinnovabili. Per tale finalità è destinata la spesa di 14 milioni di euro per l'anno 2024.

La sostenibilità delle operazioni programmate comporta una particolare attenzione riservata alla formazione per supportare sia il numero di nuovi profili professionali e quindi occupati nella filiera idrogeno sia per riqualificare le persone adulte già occupate nelle diverse filiere industriali fortemente interessate dai processi di decarbonizzazione e dall'introduzione delle nuove tecnologie in tal ambito.

Grazie al sostegno del programma regionale Fondo Sociale Europeo+ 2021-27 saranno avviati percorsi specifici che promuovano anche nel settore idrogeno l'apprendimento permanente, in particolare le opportunità di miglioramento del livello delle competenze e di riqualificazione flessibili anticipando meglio il cambiamento facilitando il riorientamento professionale e promuovendo la mobilità professionale.

7.2.4 Principali potenzialità dell'idrogeno in Friuli Venezia Giulia

Come precedentemente descritto 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. Si considerano i tre scenari già trattati nel capitolo 5:

- Scenario REF: corrispondente allo scenario di riferimento del PNIEC 2023
- Scenario A: allineato alle traiettorie delle politiche messe in atto dal PNIEC2023
- Scenario B: adatta gli obiettivi dell'iniziativa REPowerEU ai parametri definiti dal PNIEC2023

Nella Figura 7.13 seguente è rappresentato l'andamento delle fonti energetiche rinnovabili elettriche (FER-E) nel caso di scenario B per la regione Friuli Venezia Giulia.

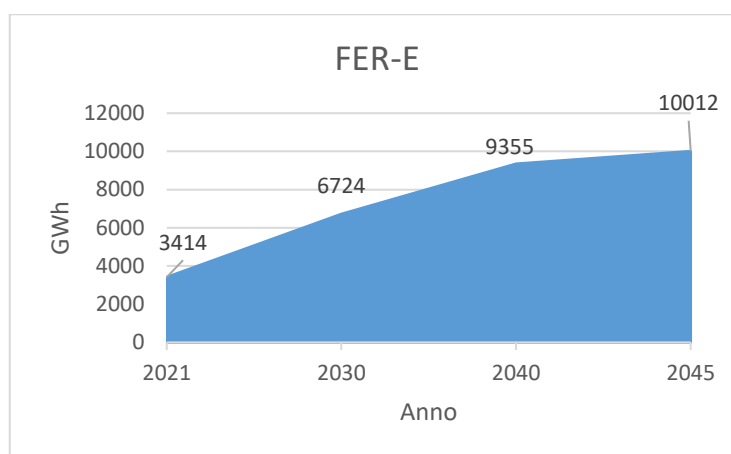


Figura 7.13 Andamento delle FER-E per lo scenario B per la regione Friuli Venezia Giulia.

Dalla Figura 7.13 si nota come la quota di energie rinnovabili elettriche al 2045 sarà quasi triplicata, passando da un valore di 3.414 GWh nel 2021 a un valore di 10.012 GWh nel 2045. Tale aumento è dovuto prevalentemente al fotovoltaico (7.263 GWh) e all'idroelettrico (2.693 GWh), che al 2030 avranno raggiunto rispettivamente 3.290 GWh e 2.837 GWh.

Tuttavia, tale crescita solleva l'importante questione della possibile sovrapproduzione 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.

Per effettuare una stima della potenzialità di idrogeno prodotto da elettrolisi nel Friuli Venezia Giulia al 2030 si è fatto riferimento al "PNIEC2023" e al "Documento di descrizione degli scenari 2022 di SNAM-TERNA".

Scenario PNIEC 2023

In relazione alla precedente Tabella 2.3 del PNIEC 2023, che descrive gli obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico, si fa notare che 10 TWh di energia al 2030 sono decurtati dalla

produzione solare e sono destinati al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Tenendo presente che, come da Tabella 2.3, la produzione di solare fotovoltaico al 2030 è di 99,1 TWh (99.100 GWh) e che la produzione di fotovoltaico in Friuli Venezia Giulia al 2030 è stimato essere 3.290 GWh, come riportato nella Figura 7.14, è possibile effettuare una ipotesi sulla potenza di elettrolizzatori installabile in Friuli Venezia Giulia.

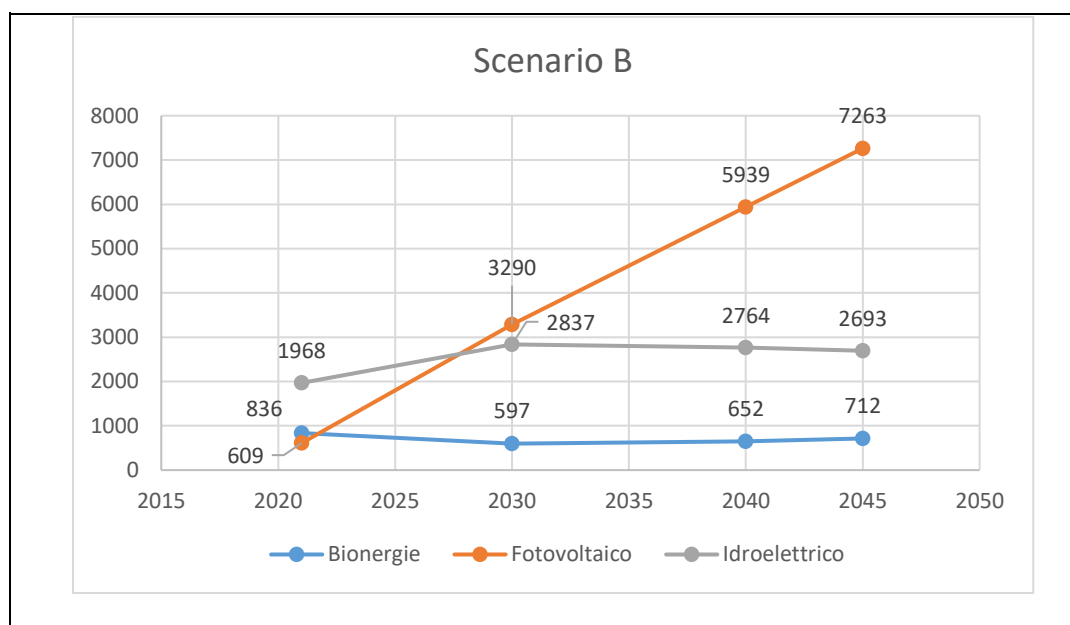


Figura 7.14 Andamento stimato FER-E in Friuli Venezia Giulia. Fonte ENEA 2023.

Tabella 7.36 Ipotesi di calcolo potenza elettrolizzatori installabili in Friuli Venezia Giulia da PNIEC2023.

	2020	2021	2025	2030
Energia solare fotovoltaica PNIEC2023(GWh)	24.900	25.000	57.300	99.100*
Energia da destinare agli elettrolizzatori PNIEC2023 (GWh)				10.000
Energia Fotovoltaico FVG (GWh)		609		3.290
Energia elettrolizzatori installabili in FVG (GWh)				301,55
Potenza elettrolizzatori installabili in FVG (MW)**				301,55

*109.100 se comprensiva degli elettrolizzatori

** si sono ipotizzate 1.000 ore equivalenti all'anno di esercizio degli elettrolizzatori

Nella Tabella 7.36 per effettuare la stima dell'energia da destinare alla produzione di idrogeno attraverso l'elettrolisi, si è applicato un fattore correttivo proporzionale al rapporto tra l'energia solare fotovoltaica da dati PNIEC2023 (109.100 GWh) al 2030 e l'energia prodotta dal fotovoltaico in Friuli Venezia Giulia al 2030 (3.290 GWh). Sulla base di tale assunzione 301,55 GWh potranno essere utilizzati per alimentare gli elettrolizzatori al 2030.

Scenario Documento di descrizione degli scenari 2022 di SNAM-TERNA

Nel documento di SNAM-TERNA si delineano alcuni scenari relativi all'attuazione delle politiche relative al raggiungimento dell'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050 e relative all'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Il documento si pone l'obiettivo di fornire gli scenari di tali politiche sia a medio termine (2030) e sia a lungo termine (2040).

Al 2030 si prende in considerazione, nel documento, lo scenario Fit-For-55 (FF55), che riguarda gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni comunitarie del 55% grazie ad una spinta verso l'elettrificazione e un incremento sostanzioso delle fonti rinnovabili.

Di seguito si riporta la Figura 7.15 con il dettaglio della capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 in Italia nello scenario FF55.

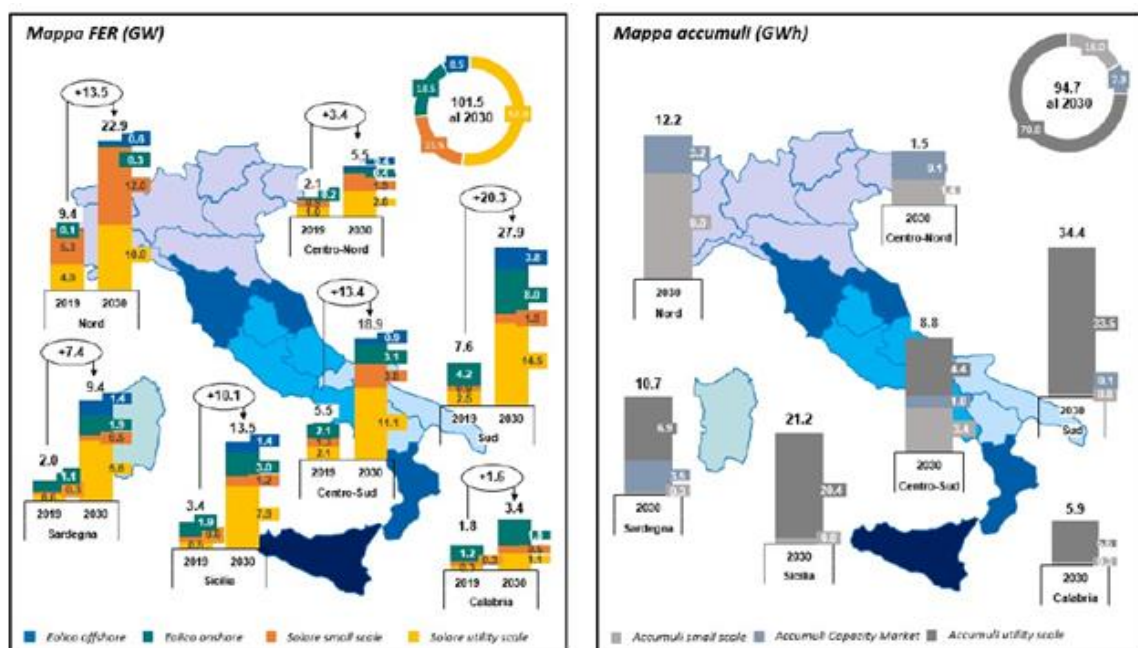


Figura 7.15 Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55¹²⁴

Dalla Figura 7.15 si nota che nell'area Nord, comprensiva della regione Friuli Venezia Giulia, la potenza installata delle FER, consistenti principalmente di fotovoltaico e in minima parte di eolico, è pari a 22,9 GW.

¹²⁴ Non è compresa la capacità dei pompaggi esistenti

Tabella 7.37 Dettaglio capacità degli elettrolizzatori (GW_{el}).

	2030 (FF55)
Nord	1,3
Centro Nord	0,2
Centro Sud	0,6
Sud	0,9
Sicilia	1,5
Sardegna	0,6
Totale	5,1

Nella tabella 7.37 è riportata la potenza degli elettrolizzatori che saranno installati al 2030 suddivisa per aree geografiche.

Tabella 7.38 Ipotesi di calcolo potenza elettrolizzatori installabili in Friuli Venezia Giulia dal “Documento di descrizione degli scenari 2022 SNAM-TERNA”.

	2021	2025	2030
Potenza fotovoltaico (ed eolico) nell' area Nord al 2030 (GW)			22,9
Potenza elettrolizzatori da installarsi nell' area Nord al 2030 (GW)			1,3
Energia Fotovoltaico FVG(GWh)	609		3.290
Potenza Fotovoltaico FVG(GW)	0,609*		3,290
Potenza elettrolizzatori installabili in FVG (MW)			186,76

*Si sono assunte 1.000 ore equivalenti di esercizio degli elettrolizzatori

Sulla base delle assunzioni riportate nel “Documento di descrizione degli scenari 2022 SNAM-TERNA”, la potenza degli elettrolizzatori potenzialmente installabile al 2030 in Friuli Venezia Giulia, è risultata pari a 186,76 MW; valore stimato sulla base di un fattore correttivo, che tiene conto del rapporto tra la potenza delle FER nell'area Nord al 2030 e la potenza del fotovoltaico prevista per il Friuli Venezia Giulia per il 2030.

Cooperazione per la realizzazione di una infrastruttura transfrontaliera dell'idrogeno

Il progetto denominato “South H2 corridor”¹²⁵, sviluppato da SNAM e da diversi TSO austriaci e tedeschi, rientra nella “European Hydrogen Backbone”¹²⁶ e prende in considerazione la creazione di una serie di infrastrutture che mettano in comunicazione i possibili futuri luoghi di produzione di idrogeno rinnovabile in Nord Africa e del sud Italia all'UE usufruendo delle infrastrutture gas italiane opportunamente riadattate per il trasporto di questo vettore unitamente a nuovi tratti da costruire. Oltre a Germania e Austria diversi altri Stati Membri UE della regione centro orientale hanno espresso l'interesse a connettersi alla dorsale “South H2 corridor”. Il corridoio congiungerebbe l'Italia alla Germania, passando per l'Austria, ed avrebbe il potenziale per essere ampliato ulteriormente, con una

¹²⁵ <https://www.south2corridor.net/>

¹²⁶ <https://www.ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>

apertura alle risorse rinnovabili del Nord Africa tramite lo sfruttamento anche dei gasdotti che connettono Algeria/Tunisia ed Italia. Il progetto, per la parte italiana, si riferisce alla realizzazione di una dorsale italiana per il trasporto dedicato per soddisfare la domanda italiana ed europea di idrogeno connettendo gli impianti di produzione e le infrastrutture di importazione alla domanda finale e ai paesi limitrofi.

7.3 Formazione e informazione

Per garantire uno sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, così come individuate all'interno dello studio dei potenziali dei paragrafi precedenti, è importante effettuare con appositi studi una valutazione più dettagliata del territorio che consenta una pianificazione più efficace tramite studi e progetti dimostratori. Vista la spinta notevole che Regione darà alla tecnologia del fotovoltaico sarà importante sviluppare una campagna di sensibilizzazione sui benefici dell'utilizzo del fotovoltaico per aziende e industria e agrivoltaico per le aziende agricole. Non ultimo sarà necessario un potenziamento e aggiornamento delle competenze tecniche per i professionisti del settore.

In particolare, di seguito, si riportano le figure professionali che possono avere un ruolo significativo nello sviluppo e diffusione dei nuovi sistemi energetici:

- Energy Manager: è la figura che ha il compito di gestire ciò che riguarda l'energia all'interno di un'organizzazione pubblica o privata, verificando i consumi, ottimizzandoli e promuovendo interventi mirati all'efficienza energetica e all'uso di fonti rinnovabili. La Legge 10/91 prevede che i soggetti operanti nel settore industriale che nell'anno precedente hanno avuto un consumo di energia superiore a 10.000 Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP) entro il 30 aprile di ogni anno, debbano nominare l'Energy Manager. Questa figura professionale, se istituita all'interno delle pubbliche amministrazioni locali, risulta un valido stimolo alla riduzione dei consumi energetici anche nel comparto civile.
- Ingegneri Energetici: specializzati nella progettazione e implementazione di sistemi di energia rinnovabile, quali impianti solari, eolici e idroelettrici.
- L'esperto in gestione dell'energia, EGE: è una figura professionale competente in materie ambientali, economico-finanziarie, tecnologiche e di gestione aziendale nel campo energetico ed ambientale. Egli è in grado di intervenire a supporto delle organizzazioni al fine di migliorare il livello di efficienza energetica e di ridurre i consumi e le emissioni di gas al fine di promuovere l'uso razionale dell'energia. La figura professionale dell'EGE è regolamentata dallo schema di certificazione e accreditamento in conformità alla norma UNI CEI 11339:2009.
- Tecnici Installatori di Impianti Rinnovabili: professionisti dotati di idonee competenze per installare e mantenere impianti solari, eolici, geotermici, biomasse ed altri sistemi che sfruttano energia rinnovabile.
- Esperti in Mobilità Sostenibile (es. Mobility Manager): figure che sviluppano e promuovono soluzioni di mobilità sostenibile, come veicoli elettrici (anche per micro-spostamenti) e infrastrutture di ricarica.
- Consulenti per la Sostenibilità: specialisti che offrono consulenza su pratiche sostenibili e aiutano aziende e comunità a ridurre la loro impronta di carbonio.

Inoltre, si potrebbe prevedere l'istituzione di un osservatorio regionale, provinciale e comunale per le imprese e le associazioni di cittadini. Per dare supporto ai Comuni nei processi autorizzativi nuovi e ai cittadini e imprese per la progettazione di sistemi FER nei propri edifici, si può prevedere la realizzazione di uno sportello unico, come previsto dalle direttive europee EED 2023/1971 ed EPBD 2024/1275. Lo sportello, indicato nelle direttive come One-stop shop, dovrebbe fornire ai soggetti target individuati, assistenza tecnica e finanziaria.

Capitolo 8. Identificazione delle opportunità di efficienza energetica

8.1 Settore civile

Il consumo di energia e le emissioni associate al settore civile prevedono una consistente riduzione per raggiungere gli obiettivi nel periodo 2030-2045 previsti dagli scenari obiettivo regionali.

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 1066, 962 e 927 ktep rispettivamente, Figura 8.1; tali consumi sono pari a 12398, 11193 e 10780 GWh, come riportato in Tabella 8.1.

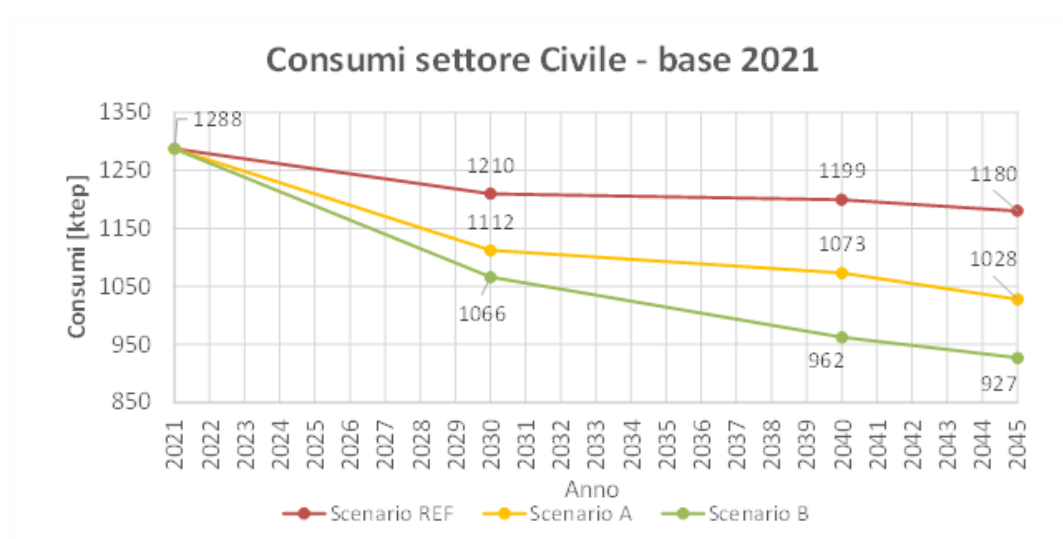


Figura 8.1 Obiettivi di consumo di energia del settore civile della regione sotto diversi scenari di policy fino al 2045

Tabella 8.1 Obiettivi di consumo di energia del settore civile della Regione sotto diversi scenari di policy 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 implicano una sfida ancora maggiore in termini di riduzioni attese (Figura 8.2). 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 di Policy 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 e Policy A, presentano ancora una quota residua di gas naturale, pari al 27% del consumo, e di prodotti petroliferi, pari all'8% del consumo (Figura 8.3).

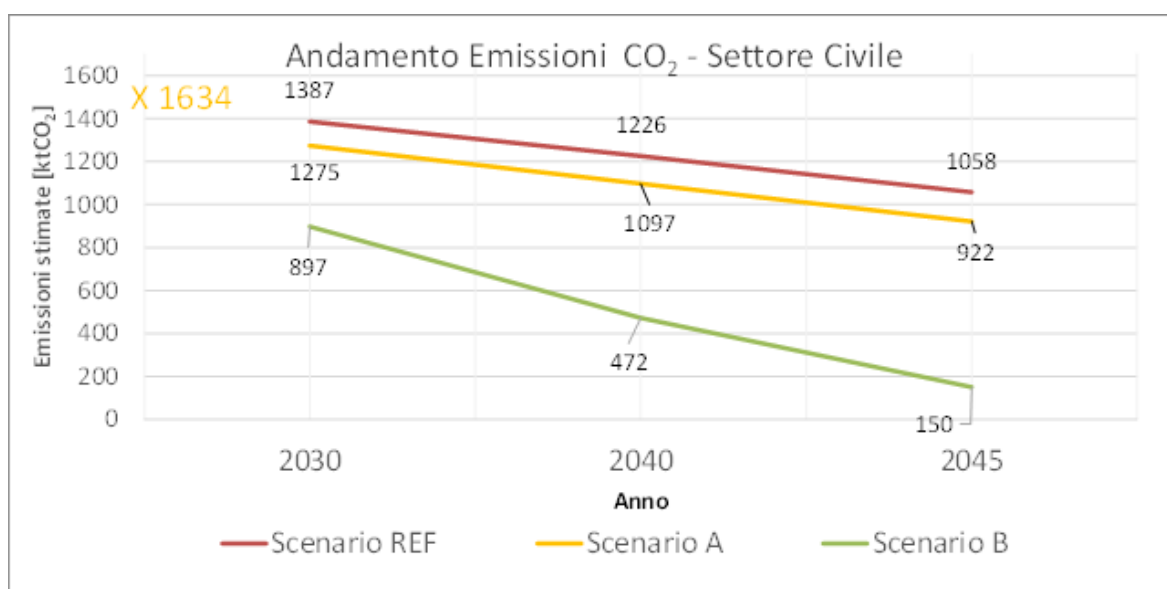


Figura 8.2 Obiettivi di emissioni di CO₂ eq. del settore civile della Regione sotto diversi scenari di policy fino al 2045

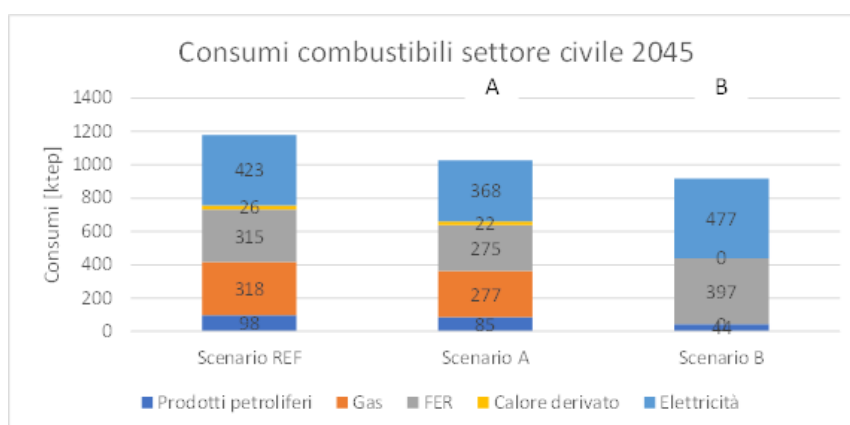


Figura 8.3 Distribuzione del consumo di energia per fonte per i diversi scenari di policy al 2045

L'evoluzione del mix energetico per il settore civile, secondo lo Scenario Policy B, è presentata in Figura 8.4. 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.

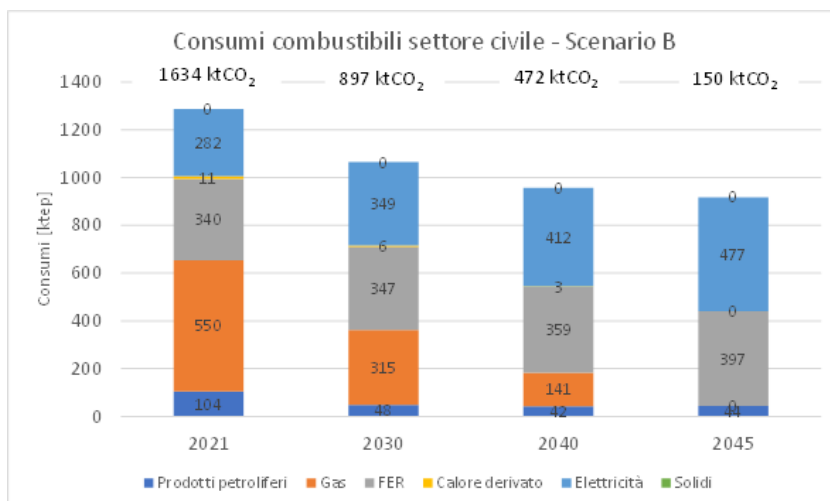


Figura 8.4 Distribuzione del consumo di energia per fonte nello Scenario B fino al 2045

Le riduzioni dei consumi di energia da conseguire per i tre scenari obiettivo sono illustrate in v 8.6. 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 2045 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 15,5 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 10,8 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 7,6 ktep/anno

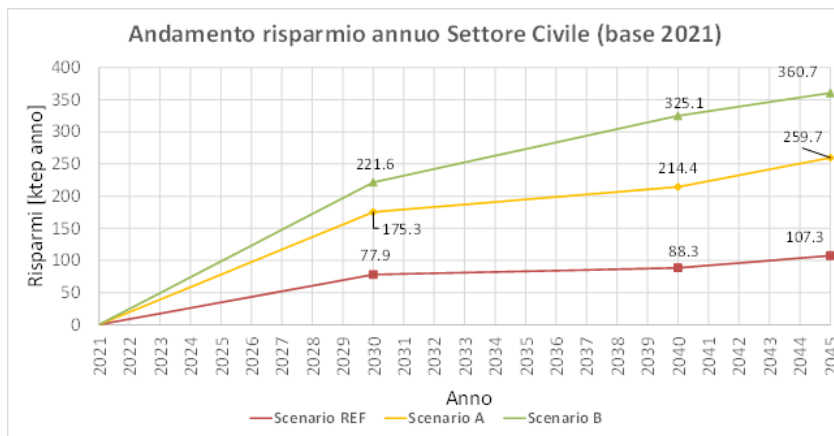


Figura 8.5 Riduzioni dei consumi di energia annui previsti negli scenari obiettivo, rispetto all'anno base 2021

Figura 8.5 e Figura 8.6 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 Policy A, sia dello Scenario Policy B. Lo scenario di risparmio "Misure Naz. EE" prevede risparmi, sia al 2040 sia al 2045, in linea con lo Scenario Policy 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 Policy B.

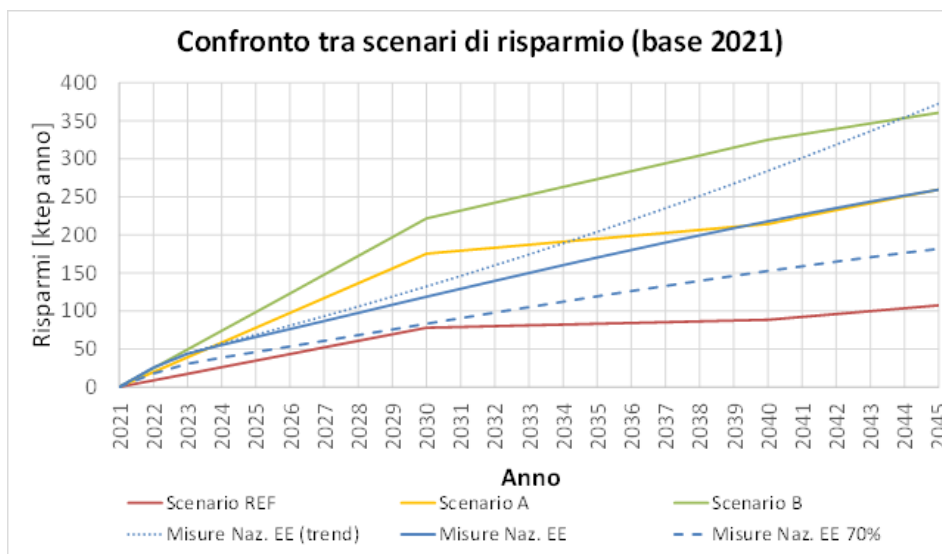


Figura 8.6 Confronto tra gli scenari obiettivo e gli scenari di risparmio

Tabella 8.2 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	65,67	118,63	170,28	217,93	259,49
Misure Naz. EE 70%	[ktep]	0	45,97	83,04	119,19	152,55	181,64

I consumi di energia risultanti per il settore civile, al 2030, 2040 e 2045, sono mostrati in Figura 8.7. Al 2030, i consumi previsti per gli scenari di risparmio sono circa pari ("Misure Naz. EE 70%" – 1.204 ktep) o inferiori ("Misure Naz. EE" - 1169 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%" (1.106 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" (1028 ktep) sono inferiori sia allo Scenario REF sia allo Scenario A, e superiori allo Scenario B.

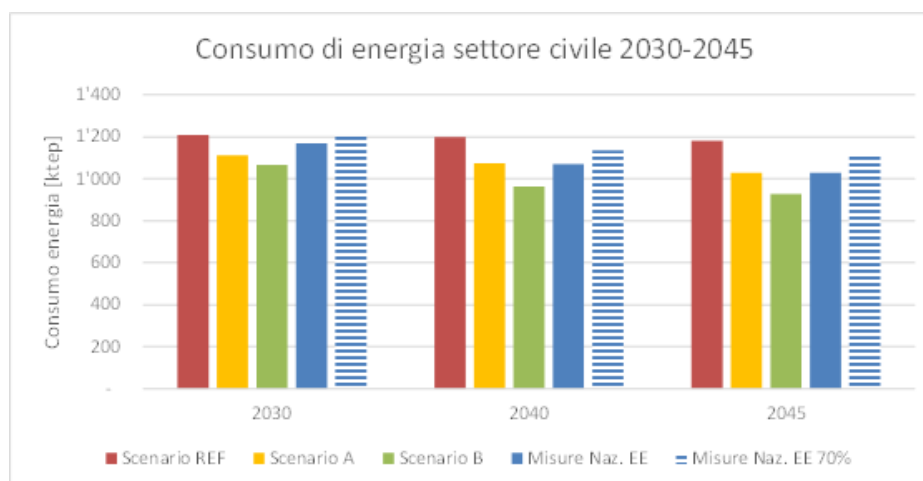


Figura 8.7 Potenziale consumo finale di energia in funzione degli scenari obiettivo e degli scenari di risparmio

Le azioni implementate dalla Regione, aggiuntive alle misure nazionali di efficienza energetica nel settore civile, dovranno perseguire gli obiettivi di risparmio illustrati in Figura 8.6 e in Figura 8.7. Nell'ipotesi di partire dai risparmi stimati per lo scenario di risparmio "**Misure Naz. EE**", Tabella 8.2, per essere in linea da quanto richiesto dallo Scenario B, **le misure aggiuntive dovranno conseguire circa 103 ktep/anno entro il 2030, 104 ktep/anno entro il 2035, 107 ktep/anno entro il 2040, 101 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 da Regione al 2025, tali azioni devono produrre un tasso di riqualificazione energetica annuale di 4,82 ktep/anno.

Nell'ipotesi di partire dai risparmi stimati per lo scenario di risparmio "**Misure Naz. EE 70%**" (Tabella 8.2), per essere in linea da quanto richiesto dallo Scenario B, le misure aggiuntive dovranno conseguire circa **139 ktep/anno entro il 2030, 154 ktep/anno entro il 2035, 173 ktep/anno entro il 2040, 179**

ktep/anno entro il 2045. Per raggiungere lo Scenario B al 2045, e considerando l'inizio dell'implementazione delle azioni aggiuntive promosse da Regione al 2025, tali azioni devono produrre un **tasso di riqualificazione energetica annuale di 8,53 ktep/anno.**

Tabella 8.3 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 Piano Energetico		0	0	0	0
Obiettivo rispetto a Scenario A	[ktep]			56.69	24.57	0	0.25
Obiettivo rispetto a Scenario B	[ktep]			111.51	108.40	107.26	94.74

Tabella 8.4 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 Energetico		0	0	0	0
Obiettivo rispetto a Scenario A	[ktep]			92.28	75.66	61.83	78.10
Obiettivo rispetto a Scenario B	[ktep]			138.55	154.16	172.58	179.06

8.1.1 Sintesi della stima del potenziale di riduzione dei consumi nel settore Civile

Per il settore civile, lo Scenario A, corrispondente alle traiettorie delle politiche messe in atto dal PNIEC 2023, prevede un consumo finale stimato di 1.112, 1.073 e 1.028 ktep per gli anni 2030, 2040 e 2045, pari ad una riduzione del 14%, 17% e 20% rispetto al 2021; lo Scenario B, che adatta gli obiettivi dell'iniziativa Repower EU della Commissione Europea, prevede una 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. 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'ipotesi di permanenza in vigore dei meccanismi nazionali (Superbonus escluso), per il periodo sino al 2045, sono stati individuati tre scenari di risparmio: "Misure Naz. EE (trend)" da considerarsi solo come base per gli scenari successivi, "Misure Naz. EE", che implica un tasso di riqualificazione energetica annuale dell'ordine di 10,8 ktep/anno, "Misure Naz. EE 70%", più cautelativo e che implica un tasso di riqualificazione energetica annuale dell'ordine di 7,6 ktep/anno. Le azioni implementate dalla Regione, aggiuntive alle misure nazionali di efficienza energetica nel settore civile, nel caso dello scenario "Misure Naz. EE", devono produrre un tasso di riqualificazione energetica annuale di 4,82 ktep/anno e conseguire circa 101 ktep/anno entro il 2045 per essere in linea con quanto richiesto dallo Scenario B. Nell'ipotesi di partire dai risparmi stimati per lo scenario di risparmio "Misure Naz. EE 70%", per essere in linea da quanto richiesto dallo Scenario B, le misure aggiuntive dovranno conseguire circa 179 ktep/anno entro il 2045, e dovranno produrre un tasso di riqualificazione energetica annuale di 8,53 ktep/anno.

Per raggiungere gli obiettivi di riduzione dei consumi Regione dovrà intraprendere delle azioni che favoriscano e promuovano la riqualificazione energetica degli edifici residenziali, rivolgendosi prevalentemente ai cittadini, non residenziale, con il target prevalente delle imprese. Sarà inoltre necessario, anche alla luce della nuova direttiva EPBD 2024/1275 e EED 2023/1971, come già citate nel capitolo 1, promuovere la riqualificazione energetica degli edifici pubblici indirizzando le proprie azioni ai comuni e agli enti locali proprietari di edifici. Per promuovere l'efficientamento energetico degli edifici si farà ricorso ad uno strumento già testato e riconosciuto a livello europeo, lo sportello unico regionale per la riqualificazione energetica degli edifici, in inglese "one-stop shop". Lo sportello sarà in grado di fornire tutta l'assistenza tecnica e finanziaria per accompagnare e orientare i proprietari degli edifici nel complesso processo di ristrutturazione.

8.2 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 finali 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 8.8), 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.

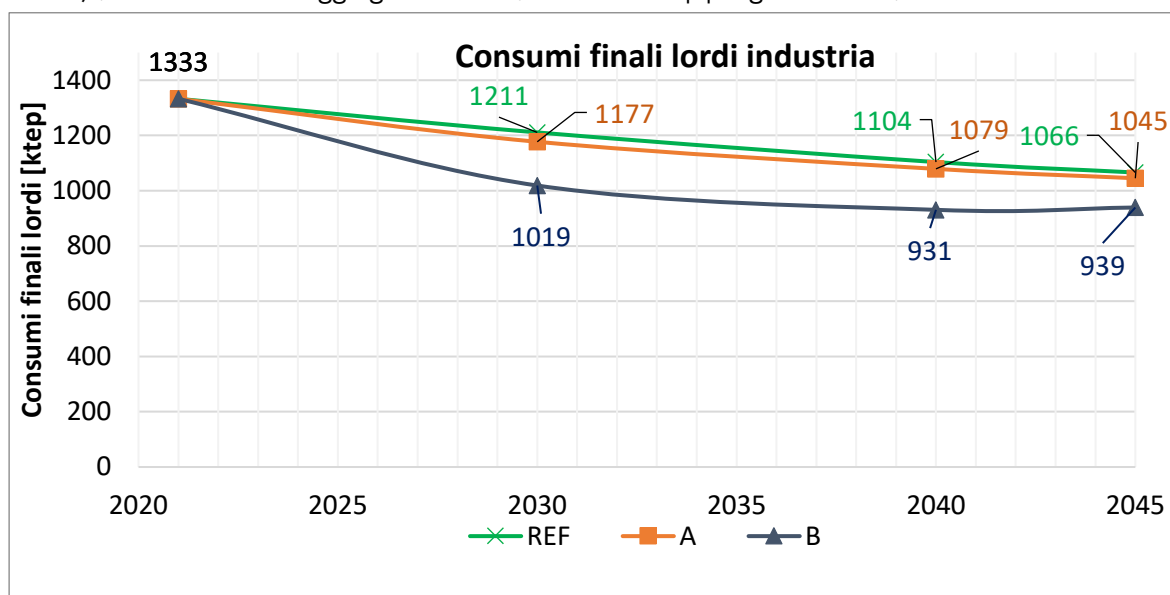


Figura 8.8 Obiettivi di consumo di energia [ktep] dell'industria della regione sotto diversi scenari di policy al 2050

La riduzione delle emissioni di CO₂ porta ad una maggiore sfida in termini di riduzioni attese (Figura 8.9). 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).

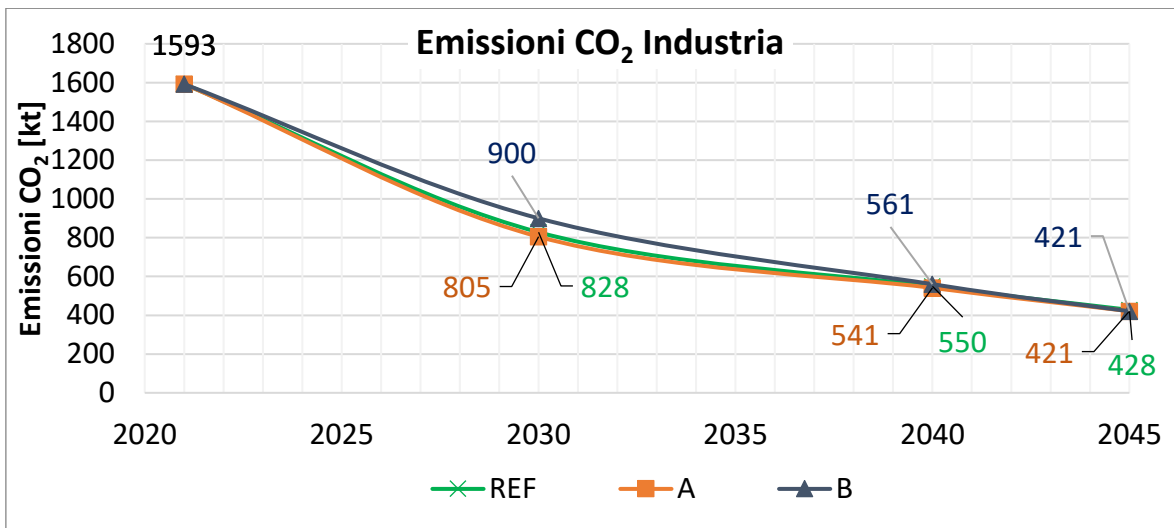


Figura 8.9 Obiettivi di missioni di CO_{2,eq} [kt] dell'industria della regione sotto diversi scenari di policy fino 2050

L'evoluzione del mix energetico per il settore industriale, secondo lo scenario di Policy B, è presentata nella Figura 8.10. 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 tendente all'annullamento 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.

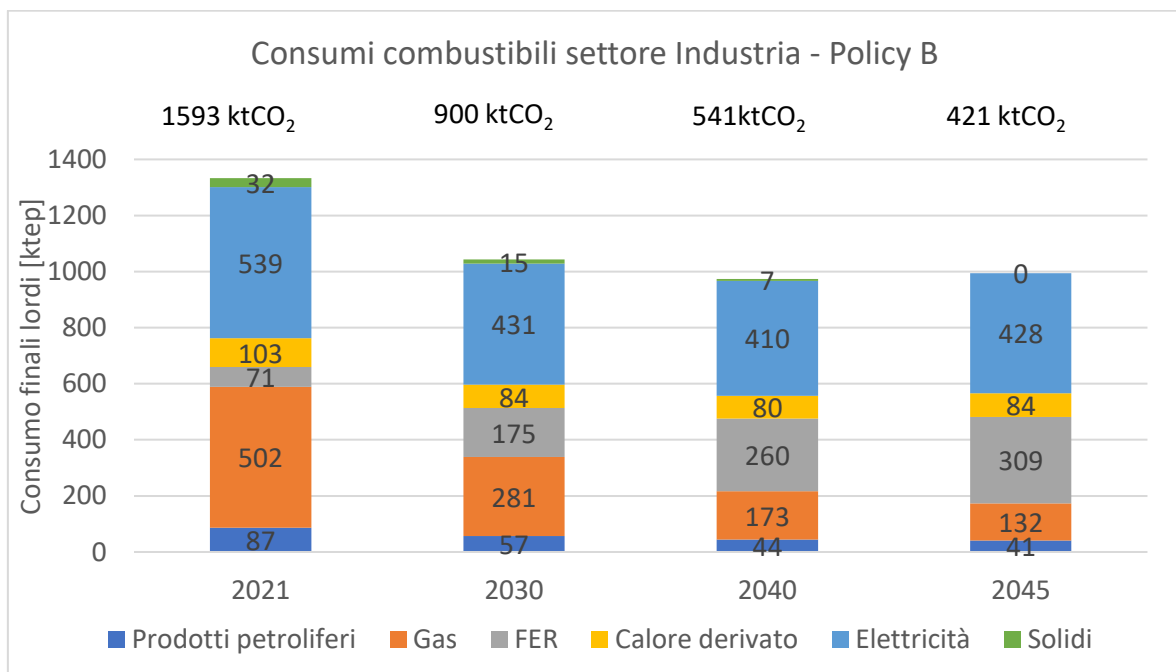


Figura 8.10 Distribuzione di consumo di energia per fonte [ktep] nello Scenario Policy B al 2045

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 da fattori tecnico-economici. Questo scenario non è realistico 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 (includendo le PMI – Piccole e Medie Imprese) e con un approccio tanto di finanziamento come di sviluppo di audit con un rischio medio-alto¹²⁷.

I risultati delle stime del consumo di energia finale annuale del settore industriale per il 2030 che vengono presentati nella Tabella 8.5 sono sensibilmente inferiori tra lo scenario 100% (deficit di 118 ktep, 11,6% del totale) e quello del 25% (deficit di 265 ktep, 26% dell'obiettivo totale).

In nessuno degli scenari è contemplato l'ottenimento dell'obiettivo per il 2030 di 1019 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).

¹²⁷ [Impacts, Achievements and Success Stories of relevant EU- funded projects supporting the market uptake of Energy Efficiency measures in Industry and Services - CINEA/EC](#)

Tabella 8.5 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 2023¹²⁸), essendo di particolare utilità per il raggiungimento degli obiettivi per l'industria.
- 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 8.11 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 degli scenari 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

¹²⁸ MASE – Piano Piano Energia e Clima (PNIEC) 2023 [PNIEC_2023.pdf \(mase.gov.it\)](https://www.mase.gov.it/Portals/0/Documenti/PNIEC_2023.pdf)

risparmio potenziale ottenibile. Pertanto, si è ipotizzato che per il periodo 2030-45 questa riduzione del potenziale di risparmio sia pari al 25%¹²⁹, rispetto ai dati 2020-2030 (nella Figura 8.11 vengono indicati questi scenari come 2040* e 2045*). Nella figura, 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%.

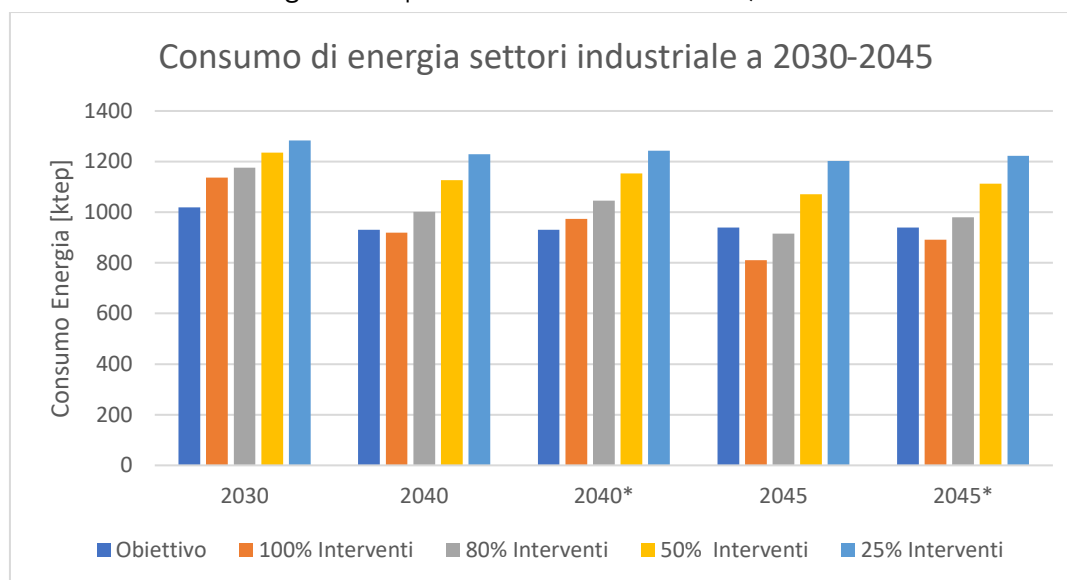


Figura 8.11 Potenziale consumo finale di energia [ktep] in funzione del tasso d'implementazione di interventi

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/anno¹³⁰. 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

¹²⁹ 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.

¹³⁰ 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

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 da aspetti regolatori. Quindi è possibile supporre che il tasso d'installazione sarà esponenziale e la copertura dell'autoconsumo sarà superiore a queste stime.

Nonostante ci sia questa tendenza positiva delle FER nel comparto industriale, sono comunque necessarie ulteriori azioni per il suo potenziamento. Di seguito si riportano alcune indicazioni preferenziali individuate come possibile percorso che consenta di seguire la traiettoria scelta da Regione FVG.

1. Lo sviluppo di una diagnosi energetica dovrebbe essere propedeutica all'accesso ai bandi per efficientamento industriale. Per tanto si raccomanda lo sviluppo di bandi per promuovere le diagnosi energetiche in soggetti volontari (generalmente PMI non energivore).
2. Aumentare l'elettrificazione dei processi industriali dovrebbe essere una priorità, che vada però in parallelo con la decarbonizzazione della generazione dell'energia elettrica.
3. 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.
4. 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.
5. Per settori "hard-to-abate" e processi ad alta temperatura sarebbe necessario potenziare l'implementazione ed uso di combustibili alternativi (biogas, biomasse, idrogeno, etc.).
6. 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.
7. 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).
8. 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.
9. 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.

8.2.1 Sintesi della stima del potenziale di riduzione dei consumi nel settore Industria

Lo scenario di policy per la Regione incrementa l'ambizione di riduzione di consumi finali industriali fino al 24% per il 2030, partendo di un consumo a 2021 di 1.333ktep si dovrebbe arrivare ad un consumo aggregato di 1.019, 931 e 939 ktep per gli anni 2030, 2040 e 2045. La riduzione di emissioni dovrebbe essere del 43% (900 ktCO₂), rispetto al valore di 2021 (1.593 ktCO₂). Per raggiungere questi ambiziosi obiettivi è necessario cambiare il mix energetico mediante un aumento relativo dell'elettrificazione (fondamentalmente basato su fonti rinnovabili) dal 40% al 46%, 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 una sostanziale riduzione dell'uso di gas naturale che passa da coprire il 38% del consumo del comparto industriale al 14% (da 502 ktep in 2021 a 132 ktep nel 2045).

Per ridurre il consumo di energia sono state analizzate le potenziali misure di efficientamento energetico contenute nelle diagnosi energetiche. Con l'informazione a disposizione è difficile raggiungere i consumi obiettivi con l'attuale tasso d'implementazione di misure (il deficit varia tra 118 ktep e 265 ktep per 2030). Pertanto si propongono delle misure concentrate nel supportare misure con tempi di ritorno superiori a tre anni, la promozione di incentivi regionali e nazionali, la promozione d'investimenti nelle BAT (Best Available Technologies), e lo sviluppo di campagne di formazione ed informazione.

8.3 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 8.6 e nella Tabella 8.7:

Tabella 8.6 Dati del 2018 e obiettivi dello scenario di riferimento (REF) e dello scenario Policy (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 8.7 parco circolante (milioni di autovetture) al 2018, e obiettivi dello scenario di riferimento (REF) e dello scenario Policy (GD) della Long Term Strategy (Fonte: MASE)

Alimentazione	2018	REF2050	GD2050
Energia elettrica	0,02	11	19
Gas Naturale/biometano Compressi (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
Carburanti rinnovabili 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 8.8 le ipotesi di scenario per i carburanti rinnovabili per gli autoveicoli, necessarie per raggiungere i target di decarbonizzazione al 2030 e al 2045.

Tabella 8.8 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%
Oli vegetali idrotrattati (HVO)	20%	40%	70%	70%
Biometano compresso/liquefatto (BIOGNC/ BIOGNL)	20%	40%	100%	100%
Carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO ¹³¹ escluso l'idrogeno)	20%	40%	70%	100%

Vengono, inoltre, assunti i seguenti target dei Regolamenti previsti dal FitFor55 per il trasporto aereo e marittimo, ReFuelEU Aviation (2023/2405) e FuelEU Maritime (2023/1805) pubblicati a fine 2023 (Tabella 8.9).

¹³¹ Si considera l'immissione di e-benzina per colmare in parte la distanza dall'obbligo del DM sopracitato

Tabella 8.9 obiettivi del Green Deal per il trasporto aereo e quello marittimo

Target Green Deal – FitFor55	2030	2045
Share carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)	6%	42%
Share carburanti sintetici per l'aviazione (compreso l'idrogeno)	1,2%	15%
Intensità GHG dei carburanti del trasporto marittimo dal pozzo alla scia	-6%	-62%

I consumi dello scenario al 2030 devono essere coerenti - in termini di riduzione di emissioni di gas serra e composizione del mix di vettori rinnovabili - con quanto previsto dal PNIEC pubblicato a giugno 2023, attualmente in fase di revisione.

Sulla base di tutti questi vincoli e obiettivi, si ottiene una riduzione dei consumi nello Scenario di Policy rispetto allo scenario di Riferimento del 14% nel 2030 e del 38% nel 2045. Si deve sottolineare che il vero risultato di Scenario non è tanto la riduzione dell'uso di fonti energetiche la loro diversificazione e transizione verso l'elettricità e fonti alternative rinnovabili, di origine biologica e non, come mostrato nella Figura 8.12.

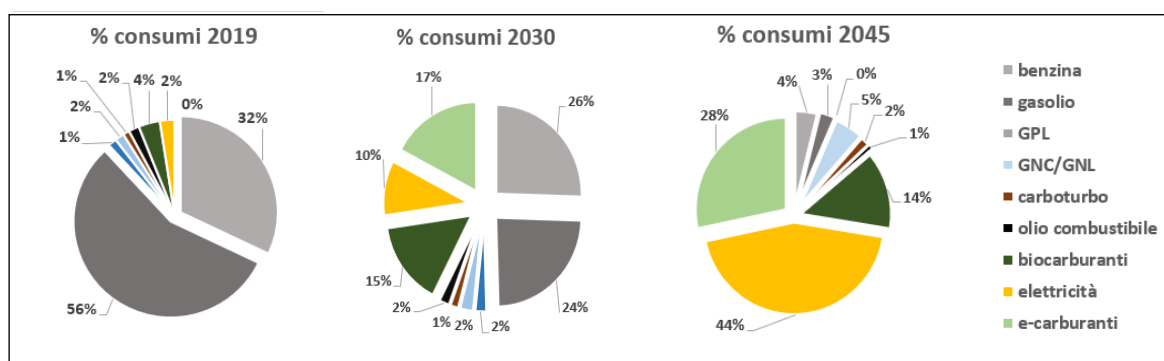


Figura 8.12 consumi totali al 2019 e nello Scenario di Policy disaggregati per alimentazione

Nonostante sia stata ipotizzata una penetrazione di carburanti a basso contenuto di carbonio molto più alta degli obiettivi del PNIEC 2023, il target del FitFor55 viene raggiunto quasi completamente, alla luce delle difficoltà oggettive di modificare la domanda di mobilità su strada e rinnovare la flotta in tempi così brevi (Tabella 8.31). Si deve ricordare che la situazione di partenza vede la quasi totalità di prodotti petroliferi come fonti energetiche del settore.

Tabella 8.10 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%

8.3.1 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 8.10, e per modalità di trasporto in Tabella 8.11:

Tabella 8.11 consumi ed emissioni di CO₂ per vettore energetico della mobilità passeggeri nello scenario di Policy

Alimentazione	ktep 2030	ktep 2045	kt CO2 2030	kt CO2 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
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 8.12 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

8.3.2 Mobilità privata

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 8.12) ed extraurbano (Tabella 8.13) per il raggiungimento di riduzione di circa il 15% per il 2030 e il 27% al 2045:

Tabella 8.13 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 8.14 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%

Lo Smart Working e le azioni dei Mobility Manager possono essere accompagnati e sostenuti dai Mobility Manager della Regione in coordinamento con il Servizio del Trasporto Pubblico Locale. È senz'altro fondamentale, per queste misure e per la digitalizzazione dei servizi, che la Regione attui piani di potenziamento delle infrastrutture necessarie. Per incentivare la mobilità attiva e dolce è, invece, essenziale l'azione a livello comunale. Potrebbe essere attivato un tavolo di confronto e coordinamento a livello regionale.

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 2019¹³² registrati da ISFORT per il Nord-Est¹³³ (Tabella 8.14).

¹³² 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

¹³³ 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 8.15 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 Figura 8.13. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

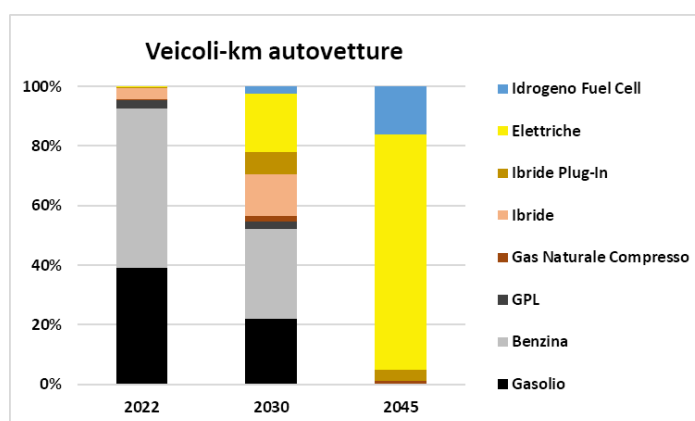


Figura 8.13 Ripartizione per alimentazione dei veicoli-km delle autovetture – anni 2022, 2030, 2045

Ipotizzando, inoltre, la penetrazione dei biocarburanti e dei carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) come da Tabella 8.8, si ottengono i consumi ed emissioni di CO₂ riportati in Tabella 8.15.

Tabella 8.16 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
Gas Naturale Compresso (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
Oli Vegetali Idrotrattati (HVO)	0,00	13,96	0,00	0,00	12,89	0,00
Biometano compresso (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%

Motocicli e ciclomotori

La Long Term Strategy prevede un incremento dei passeggeri-km 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 8.8, si ottengono i consumi ed emissioni in Tabella 8.16.

Tabella 8.17 consumi ed emissioni per motocicli e ciclomotori nello scenario Policy

Alimentazione	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	CO ₂ 2021	CO ₂ 2030	CO ₂ 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
E-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%

8.3.3 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 8.12 e Tabella 8.13. 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 8.17, l'incremento di persone per km 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.

La maggiore attrattività del TPL può essere raggiunta prima di tutto con l'attivazione di servizi di infomobilità, nell'ottica di una transizione non solo energetica ma anche digitale della mobilità. Questa trasformazione potrà rendere possibile anche una maggiore conoscenza della domanda, condizione necessaria per migliorare l'organizzazione dei servizi che potrebbero essere rivisti e adattati alle situazioni specifiche, aggiornando gli orari e sperimentando servizi innovativi, come ad esempio servizi a chiamata nelle aree a domanda debole. Inoltre, il rinnovo della flotta, con autobus più comodi e più sicuri, aumenterà la qualità del servizio e attrarrà più domanda.

Tabella 8.18 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 Europeo 2024/1610 sulle emissioni di CO₂ da veicoli pesanti, che sancisce dal 2035 emissioni zero per i nuovi autobus urbani. Inoltre, si prevede la penetrazione degli autobus elettrici ad idrogeno a celle a combustibile in ambito extraurbano, e in piccola parte anche degli autobus elettrici a batteria (Figura 8.14).

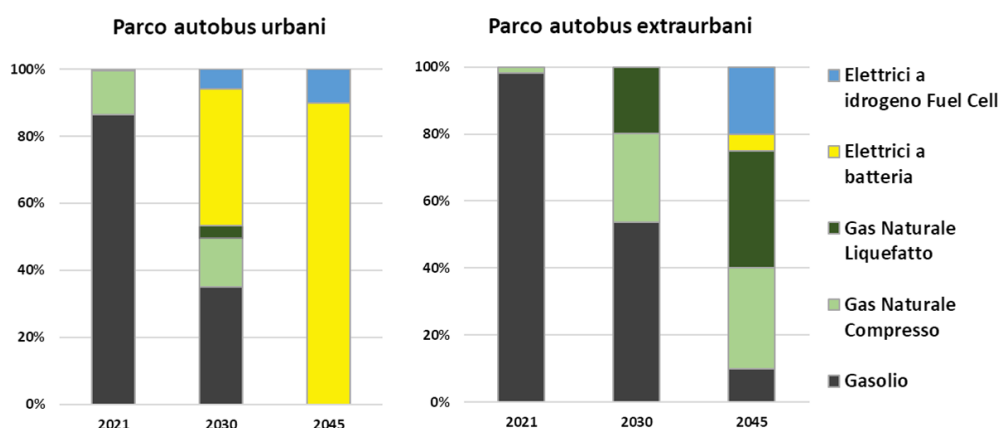


Figura 8.14 Composizione della flotta TPL per alimentazione – anni 2021, 2030 (PREM-TPL), 2045

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 8.8, si stimano i consumi e le emissioni dello scenario Policy riportati in Tabella 8.18.

Tabella 8.19 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%

8.3.4 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 passeggeri-km del Piano di Trenitalia (Tabella 8.19 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) 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 8.20).

Tabella 8.20 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
Milioni treni-km	5,88	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23
Milioni passeggeri-km	522	569	621	704	718	729	740	751	762	773

Tabella 8.21 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
Milioni Passeggeri-km	522	762	825
Stima Load Factor	19%	26%	28%
Milioni Treni-km	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 8.21.

Tabella 8.22 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
Oli vegetali idrotrattati (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%

8.3.5 Trasporto aereo passeggeri

Si adotta al 2045 la crescita di volumi di trasporto della Long Term Strategy, 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 biocarburanti per l'aviazione (SAF) e i carburanti sintetici (Tabella 8.8).

I consumi e le emissioni stimate per lo scenario Policy sono riportati in Tabella 8.22:

Tabella 8.23 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
Biocarburanti per l'aviazione	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%

8.3.6 Trasporto merci

Gli scenari della Long Term Strategy (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 8.23 e Tabella 8.24:

Tabella 8.24 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
Gas Naturale Compresso/Liquefatto (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
Oli vegetali idrotrattati (HVO)	23,29	17,21	21,51	5,30
Biometano Compresso/Liquefatto (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
Olio combustibile pesante (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 8.25 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

8.3.7 Trasporto merci su gomma

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 veicoli-km, 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 (Figura 8.15).

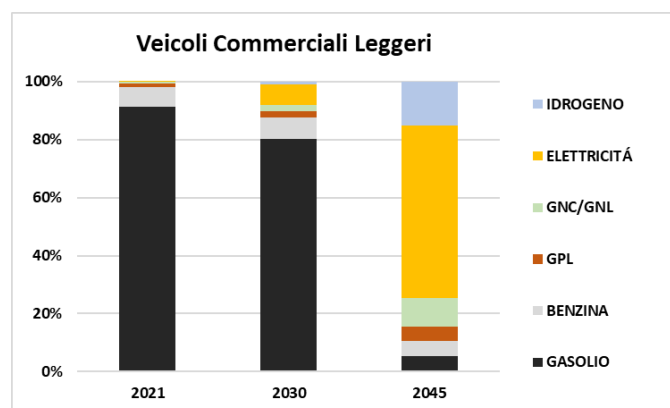


Figura 8.15 Ipotesi di ripartizione dei veicoli-km per alimentazione al 2019 e nello scenario di Policy

Adottando la penetrazione dei carburanti bio e sintetici della Tabella 8.8, i consumi e le emissioni dei VCL nello scenario di Policy sono i seguenti (Tabella 8.26).

Tabella 8.26 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
Gas Naturale Compresso/Liquefatto (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
Oli vegetali idrotrattati (HVO)	0,00	7,26	0,67	0,00	6,71	0,21
Biometano Compresso/Liquefatto (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%

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 (Figura 8.16):

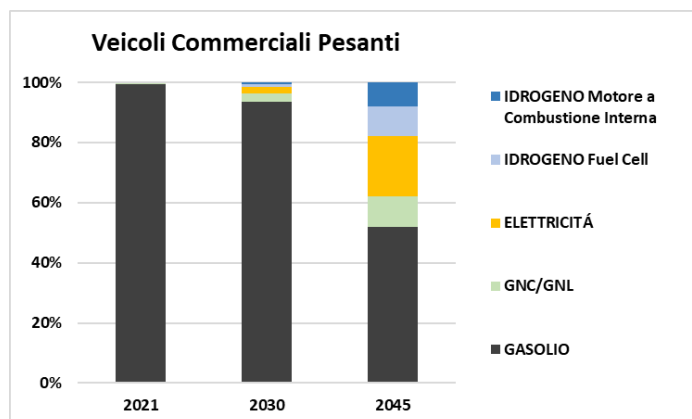


Figura 8.16 ipotesi di rinnovo del parco dei veicoli commerciali pesanti (>3,5t) per alimentazione nello scenario di Policy

Considerando sempre la penetrazione dei carburanti alternativi della Tabella 8.8, si ottengono consumi ed emissioni riportate in Tabella 8.27:

Tabella 8.27 consumi ed emissioni di CO₂ per i veicoli merci pesanti nello scenario di Policy

Alimentazione	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 a Celle a Combustibile	0,00	0,50	6,35	0,00	0,00	0,00
IDROGENO con Motore a combustione interna	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
Gas Naturale Compresso/Liquefatto (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
Oli vegetali idrotrattati (HVO)	0,00	16,02	16,52	0,00	14,79	5,08
Biometano Compresso/Liquefatto (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%

8.3.8 Trasporto ferroviario delle merci

Viene adottato l'obiettivo della LTS a livello nazionale al 2045, pari ad un aumento delle tonnellate-km 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, idrotrattati e sintetici – come da Tabella 8.25. I consumi e le emissioni stimate per lo scenario di Policy sono riportati in Tabella 8.28.

Tabella 8.28 consumi ed emissioni di CO₂ per il trasporto ferroviario delle merci 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
Oli vegetali idrotrattati (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%

8.3.9 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 tonnellate-km, 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 Policy¹³⁴ (Tabella 8.29):

Tabella 8.29 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 olio combustibile pesante (HFO)	82%	25%
% consumi sul totale di GASOLIO MARINO	12%	8%
% consumi sul totale di Gas Naturale Liquefatto (GNL)	3%	7%

¹³⁴ 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>)

% consumi sul totale di Biometano Liquefatto (BIOGNL)	3%	20%
% consumi sul totale di RFNBO (e-metanolo)	0%	40%

Vengono, inoltre, stimate le seguenti percentuali di ripartizione dei consumi navali, sulla base dei dati nazionali di ISPRA¹³⁵ e dei dati specifici dei consumi nei porti di Trieste e Monfalcone¹³⁶ (Figura 8.17):

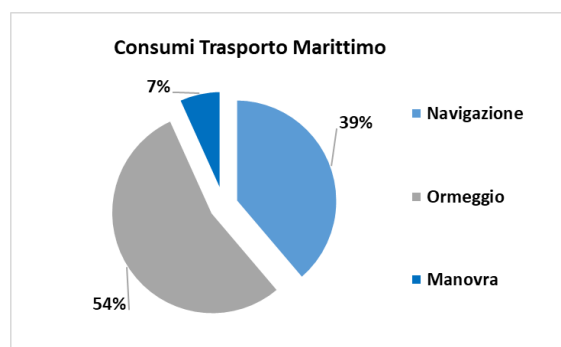


Figura 8.17 Ipotesi di ripartizione dei consumi per fasi di navigazione, ormeggio e manovra

Sulla base di quanto dichiarato nei documenti dell’Autorità di Sistema Portuale del Mar Adriatico Orientale del Piano di sostenibilità ambientale ed efficienza energetica dei porti di Trieste e Monfalcone (progetto SUPAIR – Interreg ADRION)^{137 138}, viene considerato elettrificabile il 45% dei consumi della fase di ormeggio, e si ipotizza che la percentuale di navi in grado di connettersi all’infrastruttura di ricarica elettrica a terra 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 8.30):

Tabella 8.30 consumi ed emissioni di CO₂ per la navigazione nazionale al 2019 e nello scenario di Policy

MARE	ktep 2019	ktep 2030	ktep 2045	kt CO ₂ 2019	kt CO ₂ 2030	kt CO ₂ 2045
Elettricità (ormeggio)	0,00	0,64	1,09	0,00	0,00	0,00
Olio combustibile pesante (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
Gas Naturale Liquefatto (GNL)	0	0,30	0,57	0,00	0,72	1,40

¹³⁵ 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>

¹³⁶ 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

¹³⁷ 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

¹³⁸ 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

Biometano Liquefatto (BIOGNL)	0	0,30	1,63	0,00	0,00	0,00
RFNBO (e-metanolo)	0	0,00	3,27	0,00	0,00	0,00
Totale	11,94	10,48	9,25	38,01	30,20	9,95
		-12%	-23%		-21%	-74%

8.3.10 **Formazione e informazione**

Per il raggiungimento dei potenziali di risparmio energetico previsti nei settori civile, industria e trasporti, analizzati nei paragrafi precedenti, Regione è consapevole dell'importanza dello sviluppo e diffusione sul proprio territorio di nuove competenze, aggiornando le professionalità esistenti e rendendo più attrattive le professioni della filiera dell'energia nei diversi settori.

Oltre all'aggiornamento delle qualifiche professionali sarà anche fondamentale che il sistema universitario e della ricerca in generale, indirizzi il proprio impegno per favorire l'innovazione e lo sviluppo tecnologico rispetto agli indirizzi del Piano.

Nel settore civile, Regione intende sviluppare una campagna di informazione sull'importanza della riqualificazione energetica degli edifici, puntando anche sulle molteplici ricadute degli effetti da essa derivanti. La campagna avrà lo scopo di stimolare un cambiamento comportamentale dei cittadini ad un uso più consapevole dell'energia, nella propria vita quotidiana e nelle proprie attività lavorative. Inoltre, come previsto dalla direttiva europea EPBD 2024/1275, sarà istituito uno sportello unico regionale per la riqualificazione energetica degli edifici, in inglese "one-stop shop". Lo sportello sarà in grado di fornire tutta l'assistenza tecnica e finanziaria per accompagnare e orientare i proprietari degli edifici nel complesso processo di ristrutturazione.

Inoltre, Regione intende potenziare e aggiornare le figure professionali che agiscono all'interno della filiera: dagli installatori ai progettisti. Oltre ad un processo di aggiornamento di qualifiche professionali sarà intrapresa anche una strada di affiancamento con gli organi di formazione, comprese scuole e università, per allineare il percorso di acquisizione delle competenze con ciò che è richiesto per affrontare le nuove tecnologie e tecniche per la riqualificazione energetica degli edifici.

Analogamente per il settore industriale Regione provvederà a sviluppare una campagna di formazione sulle diagnosi energetiche nell'industria e nelle PMI e a potenziare le figure professionali in grado di effettuare con qualità le diagnosi e progettare al meglio gli interventi di efficientamento energetico.

Per lo sviluppo dei due settori, civile e industriale, risulta importante il potenziamento di figure professionali già esistenti come l'EGE e l'Energy Manager, di cui si è già parlato nel capitolo 7.3 e un aggiornamento delle professioni rispetto a competenze relative all'automazione e controllo dei sistemi tecnici, sia per i progettisti che per gli installatori.

Per il settore trasporti, oltre a delle campagne di informazione finalizzate a spostare il traffico su gomma su mezzi più sostenibile, risulta importante la figura del Mobility Manager. Si tratta di una figura professionale esperta nella mobilità (Mobility Manager). Con il D.L. 19 maggio 2020 n.34 (Decreto Rilancio) convertito in Legge 17 luglio 2020 n.77, al fine di favorire il decongestionamento del traffico nelle aree urbane mediante la riduzione dell'uso del mezzo di trasporto privato individuale, è stato previsto che le imprese e le PA con singole unità locali con più di 100 dipendenti ubicate in un capoluogo di Regione, Città Metropolitana, capoluogo di Provincia o Comune con un numero di abitanti maggiore di 50.000, adottino entro il 31 dicembre di ogni anno, un piano degli spostamenti casa-lavoro (PSCL) del

proprio personale dipendente, finalizzato alla riduzione dell'uso del mezzo privato individuale, nominando a tal fine un mobility manager.

Capitolo 9. Le azioni di Piano

Per la definizione delle azioni del Piano si è scelta la modalità partecipativa, includendo vari Servizi della Regione, molti dei quali sono Soggetti attuatori. Sono state recepite le esigenze derivanti dai vari ambiti e sono state raccolte le iniziative già in corso, in modo da valorizzarle dettagliandone le caratteristiche energetiche. La scelta dello scenario di policy B, unita all'analisi dei consumi e dei potenziali energetici delle varie fonti rinnovabili, ha permesso di orientare scelte consapevoli sull'utilizzo delle risorse del territorio.

Le azioni sono organizzate nel rispetto degli obiettivi di Piano in base ad una struttura a cascata e sono riconducibili alle seguenti categorie:

- a) interventi a regia regionale;
- b) programmi di attuazione;
- c) linee contributive;
- d) studi di settore;
- e) tavoli di lavoro;
- f) attività di formazione;
- g) attività di informazione e sensibilizzazione.

Come approccio generale si vuole valorizzare il "conoscere per agire consapevolmente". Molte delle azioni prevedono quindi un primo momento conoscitivo per poi passare all'attività concreta. È questo quanto avviene, ad esempio, nel caso degli studi di settore, oppure delle diagnosi energetiche, attività tese alla raccolta di informazioni e che precedono le azioni vere e proprie legate agli interventi diretti, sia a regia Regionale, che su iniziativa privata.

Questo approccio permette una visione coerente dell'uso delle risorse da parte dell'Amministrazione Regionale, e consente altresì di rafforzare la posizione (empowerment) del cittadino, grazie alla realizzazione di situazioni mirate a consolidare il potere di scelta dei singoli individui e ad aumentarne poteri e consapevolezza, migliorandone al contempo le competenze e le conoscenze.

SICUREZZA ENERGETICA – Sviluppare sistemi di generazione distribuita

OdP	ID	Titolo azione	Descrizione azione	Soggetti attuatori
Diffondere le Configurazioni di	01.1	Realizzare una configurazione pilota	La Regione intende favorire lo sviluppo di Configurazioni di Autoconsumo di Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER). A tal fine si impegna a coinvolgere una pluralità di soggetti per realizzare una configurazione pilota e a progettare e costruire impianti di produzione di energia elettrica da FER a servizio della stessa. Il progetto vuole essere un'occasione di replicabilità del modello.	Servizio transizione energetica

			<p>Il sito su cui verrà installato l'impianto di produzione di energia de FER deve rispondere a caratteristiche di suolo già antropizzato e degradato.</p> <p>Ai fini della costituzione della configurazione, la Regione si impegna a coinvolgere una pluralità di soggetti con l'obiettivo di trovare il miglior rapporto di energia condivisa, ovvero la migliore compensazione tra produzione e consumo nelle diverse fasce orarie.</p>	
	01.2	Concedere contributi per la diffusione delle configurazioni	<p>La Regione predispose linee contributive volte alla diffusione delle Configurazioni di Autoconsumo di Condivisione dell'Energia Rinnovabile.</p> <p>Il contributo è previsto per lo studio di fattibilità, la costituzione del soggetto giuridico, la progettazione e realizzazione degli impianti FER nonché dei sistemi di accumulo.</p>	Servizio transizione energetica FVG Energia
Diffondere l'autoconsumo collettivo	02.1	Concedere contributi per la diffusione dell'autoconsumo collettivo	<p>La Regione predispose linee contributive volte alla diffusione di impianti di produzione di energia da FER finalizzati all'autoconsumo.</p> <p>Con riferimento alla legge regionale 9 febbraio 2023, n.1, la Regione favorisce la produzione di energia da fonti rinnovabili nel rispetto del patrimonio storico, architettonico e culturale, adottando misure di sostegno ai cittadini.</p> <p>In attuazione delle l.r. 1/2023, la Direzione centrale infrastrutture e territorio ha avviato un bando rivolto ai cittadini per la produzione di energia elettrica da FER.</p> <p>Da febbraio 2023 a maggio 2024 sono stati installati 105,76 MW di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo per una capacità di 180.883 KWh a fronte di uno stanziamento di 156.142.142,66 € da parte di Regione.</p> <p>Il successo della linea contributiva, a cui hanno partecipato persone fisiche, condomini e parrocchie, rende opportuno il proseguimento dell'attività, rendendola effettiva azione del piano energetico al fine di ottenere un apporto di 500 MW.</p>	D.C. infrastrutture e territorio FVG Energia

SICUREZZA ENERGETICA – Garantire la continuità di servizio

OdP	ID	Titolo azione	Descrizione azione	Soggetti attuatori
Sviluppare e salvaguardare le reti	03.1	Promuovere sinergie tra TSO e DSO relativi alla trasmissione e distribuzione dell'elettricità	La Regione promuove e facilita il dialogo tra TSO e DSO tramite tavoli periodici di confronto al fine di analizzare tematiche comuni derivanti dall'evoluzione dello scenario energetico caratterizzato dall'elettrificazione dei consumi.	Servizio transizione energetica
	03.2	Promuovere sinergie tra TSO e DSO relativi alla trasmissione e distribuzione del gas naturale	La Regione promuove e facilita il dialogo tra TSO e DSO tramite tavoli periodici di confronto al fine di analizzare tematiche comuni derivanti dall'evoluzione dello scenario energetico caratterizzato da nuovi mix energetici e dalla variazione di flussi.	Servizio transizione energetica

SICUREZZA ENERGETICA – Garantire l'accesso all'energia

OdP	ID	Titolo azione	Descrizione azione	Soggetti attuatori
Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas	04.1	Analizzare soluzioni alternative di approvvigionamento delle aree non metanizzate	Al fine di identificare soluzioni alternative di approvvigionamento, la Regione svolge uno studio delle aree non metanizzate analizzandone le caratteristiche socioeconomiche e le necessità energetiche.	Servizio transizione energetica
Ridurre la povertà energetica	05.1	Concedere contributi ai cittadini per l'installazione di impianti solari termici	La Regione predispone linee contributive per l'installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria. Con riferimento alla legge regionale 9 febbraio 2023, n.1, la Regione favorisce la produzione di energia da fonti rinnovabili nel rispetto del patrimonio storico, architettonico e culturale, adottando misure di sostegno ai cittadini.	D.C. infrastrutture e territorio
	05.2	Concedere contributi ai cittadini per la realizzazione degli allacciamenti alle reti esistenti di teleriscaldamento	Al fine di massimizzare l'utilizzo a cascata delle biomasse locali e dei cascami termici dei settori hard to abate, la Regione predispone linee contributive rivolte all'allacciamento alle reti di teleriscaldamento esistenti.	Servizio transizione energetica D.C. infrastrutture e territorio
	05.3	Avviare azioni a sostegno delle fasce della popolazione economicamente svantaggiate	La Regione propone l'applicazione di misure trasversali quali ad esempio l'inserimento nei bandi di criteri premiali e modalità dedicate. L'applicazione di questa azione è trasversale rispetto alle altre azioni proposte. Si vuole favorire la massima inclusione delle fasce della popolazione economicamente svantaggiate nelle varie azioni del Piano. Si evidenzia infatti, che le situazioni più sfavorevoli in termini di risparmio energetico e produzione energetica del patrimonio edilizio regionale coincidono con quelle in cui vivono le fasce meno abbienti.	Servizio transizione energetica D.C. lavoro, formazione, istruzione e famiglia

INDIPENDENZA ENERGETICA – Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti

OdP	ID	Titolo azione	Descrizione azione	Soggetti attuatori
Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione	06.1	Concedere contributi per la redazione dei PAESC	<p>Con riferimento alla legge regionale 29 novembre 2022, n. 18 art.3 comma 1 lettera j, la Regione supporta gli Enti locali per la pianificazione delle azioni e il coordinamento delle iniziative in materia di energia.</p> <p>La Regione concede contributi ai Comuni per la redazione dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima. La Regione favorisce la pianificazione congiunta tra più Comuni.</p> <p>Su un totale di 215 Comuni del Friuli Venezia Giulia, allo stato attuale solo 85 Comuni hanno aderito, ovvero il 39,5%. Questo dato, ampiamente sotto la media nazionale del 58,2%, richiama la necessità di investire su questa attività dal tipico approccio bottom-up.</p>	Servizio transizione energetica FVG Energia
	06.2	Avviare un programma di analisi energetiche sugli edifici dell'Amministrazione regionale	<p>Al fine di conoscere lo stato degli immobili del patrimonio dell'Amministrazione e di programmarne la gestione dal punto di vista energetico, la Regione effettua le analisi energetiche dei propri edifici.</p> <p>Grazie ai risultati delle analisi energetiche, è possibile avere una chiara visione dello stato attuale di tutti gli immobili facenti parte del patrimonio dell'Amministrazione Regionale. L'azione vuole essere un supporto concreto alla programmazione e gestione degli edifici dal punto di vista energetico.</p>	D.C. patrimonio, demanio, servizi generali e sistemi informativi E.D.R. FVG Energia
	06.3	Riqualificare energeticamente gli edifici pubblici della Regione	A seguito dei risultati ottenuti tramite le analisi energetiche sul patrimonio dell'Amministrazione, la Regione avvia un programma di riqualificazione energetica dei propri edifici.	D.C. infrastrutture e territorio D.C. patrimonio, demanio, servizi generali e sistemi informativi E.D.R.

Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei cittadini	07.1	Concedere contributi per l'efficientamento dell'involucro edilizio	<p>La Regione predispone linee contributive finalizzate al conseguimento del risparmio energetico tramite interventi di efficientamento dell'involucro edilizio.</p> <p>L'azione riprende quanto previsto dalla legge regionale 30 dicembre 2008, n. 17, articolo 10, comma 44, secondo cui l'Amministrazione regionale è autorizzata a concedere a soggetti privati contributi finalizzati al conseguimento del risparmio energetico relativo alla prima casa.</p>	D.C. infrastrutture e territorio
	07.2	Concedere contributi per la sostituzione dei generatori di calore esistenti	<p>La Regione predispone linee contributive per la sostituzione di generatori di calore, macchine frigorifere e sistemi di produzione di acqua calda sanitaria esistenti con apparecchi aventi rendimenti e caratteristiche tecniche superiori, preferibilmente alimentati da FER o da sorgente ibrida.</p> <p>L'azione riprende quanto previsto dalla legge regionale 30 dicembre 2008, n. 17, articolo 10, comma 44, secondo cui l'Amministrazione regionale è autorizzata a concedere a soggetti privati contributi finalizzati al conseguimento del risparmio energetico relativo alla prima casa.</p>	D.C. infrastrutture e territorio
Ridurre i consumi delle imprese	08.1	Concedere contributi per la redazione di diagnosi energetiche	<p>Al fine di permettere alle imprese una maggiore conoscenza degli aspetti energetici della propria attività e di efficientare i propri processi produttivi prevedendo un cronoprogramma di interventi mirati, la Regione predispone linee contributive per la redazione di diagnosi energetiche.</p> <p>Secondo quanto disposto dal D.lgs 141/2016 la diagnosi energetica mira a ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico degli edifici e degli impianti, e individua e quantifica le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici. Pertanto, la diagnosi energetica va considerato come il primo passo di qualunque iniziativa di efficientamento.</p> <p>L'azione è rivolta alle imprese che non sono soggette all'obbligo imposto dal Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, art. 8.</p>	D.C. attività produttive e turismo
	08.2	Concedere contributi per efficientamento energetico delle imprese	<p>La Regione predispone linee contributive per interventi che favoriscano la riduzione dei consumi ed una maggiore resilienza dei processi produttivi.</p>	D.C. attività produttive e turismo

			<p>L'efficientamento delle imprese è focalizzato in primo luogo sul processo produttivo e in secondo luogo sull'involucro, fatti salvi i casi in cui l'edificio abbia grande influenza sul processo stesso.</p> <p>Questa azione partecipa ad aumentare l'elettrificazione dei processi industriali e la decarbonizzazione della generazione dell'energia elettrica.</p>	
	08.3	Concedere contributi per la realizzazione di impianti alimentati da FER	<p>La Regione predispone linee contributive per la produzione e l'autoconsumo di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili, nonché per la predisposizione di sistemi di stoccaggio.</p> <p>Oltre ai sistemi più diffusi si includono, ad esempio, pompe di calore industriali (assimilabili a FER) e tecnologie solari per usi a bassa/media temperatura.</p>	D.C. attività produttive e turismo
Elettrificare i consumi	9.1	Revisionare il Piano Regionale per la Mobilità Elettrica	<p>La Regione si impegna a revisionare il Piano regionale della mobilità elettrica per il Friuli Venezia Giulia (PReme_FVG), approvato con propria deliberazione n.2674/2017, con particolare attenzione alla rete di ricarica ed ai sistemi di trasporto condiviso di persone, quali il car sharing e il bike sharing.</p> <p>Si vuole favorire un carattere di maggiore flessibilità e più vicino alle esigenze del cittadino, promuovendo l'informazione tramite l'uso di App dedicate a facilitare l'intermodalità.</p>	Servizio transizione energetica
	9.2	Introdurre mezzi elettrici nel Trasporto Pubblico Locale	<p>La Regione sostiene la sostituzione della flotta di trasporto pubblico a combustione interna con mezzi elettrici, al fine di affrancarsi dalle fonti fossili e ridurre le emissioni climalteranti.</p> <p>L'attuazione di questa azione viene assorbita dal Programma di rinnovo evolutivo parco mezzi del trasporto pubblico locale (PREPMTPL).</p>	D.C. infrastrutture e territorio
	9.3	Realizzare impianti FER per i porti di competenza Regionale per il fabbisogno del cold ironing	<p>La Regione si impegna a realizzare impianti di produzione di energia elettrica da FER per soddisfare il fabbisogno derivante dall'elettrificazione delle banchine dei porti di competenza regionale.</p> <p>L'intervento di cold-ironing presso Porto Nogaro si inserisce nel programma di investimenti infrastrutturali in ambito portuale, sinergici e</p>	D.C. infrastrutture e territorio

			<p>complementari al PNRR, a valere sulle risorse del Piano Nazionale Complementare (PNC), secondo quanto riportato nel decreto ministeriale n.330 del 13 agosto 2021.</p> <p>Il sistema fotovoltaico volto ad alimentare il cold-ironing verrà installato sulle coperture libere disponibili presenti nell'area portuale e garantirà la disponibilità di 1,31 MWp. L'impianto fotovoltaico sarà integrato da un sistema di accumulo che, ottimizzando l'utilizzo della fonte energetica solare, consentirà l'alimentazione delle navi ormeggiate in banchina anche nelle ore notturne. La realizzazione degli interventi previsti consentirà di ridurre le emissioni di CO₂equivalenti di Porto Nogaro di circa il 29% rispetto a quelle dell'anno 2019, percentuale che, grazie all'attuazione delle misure di riduzione delle emissioni ed efficientamento energetico, attraverso regole, priorità, agevolazioni, meccanismi incentivanti ecc., potrà raggiungere il 32%, entro il 2030.</p>	
--	--	--	---	--

INDIPENDENZA ENERGETICA - Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)

OdP	ID	Titolo azione	Descrizione azione	Soggetti attuatori
Semplificare le procedure	10.1	Digitalizzare le procedure amministrative in materia energetica	La Regione si impegna a digitalizzare le procedure autorizzative al fine di semplificare le modalità di richiesta per il proponente, permettere il contenimento delle tempistiche ed il monitoraggio della potenza installata, nonché ottenere un data base costantemente aggiornato, georeferenziato e facilmente consultabile.	Servizio transizione energetica Insiel
Sviluppare la filiera delle biomasse legnose	11.1	Concedere contributi per la redazione di strumenti di pianificazione forestale	La Regione predispone linee contributive per la redazione e la revisione dei Piani forestali integrati territoriali, dei Piani di gestione forestale e delle Schede forestali al fine di consolidare e diffondere la programmazione della gestione delle proprietà forestali, secondo criteri tali da garantire la gestione sostenibile delle foreste, anche ai fini energetici. Oltre al migliore uso della materia prima nella valorizzazione della filiera del legno e dell'uso della risorsa rinnovabile per fini energetici, questa azione ha importanti risvolti su mantenimento della cultura locale,	Servizio foreste e corpo forestale

			valorizzazione della montagna, rimboschimento e biodiversità, prevenzione degli incendi.	
11.2	Concedere contributi per la realizzazione di infrastrutture forestali	<p>La Regione predispone linee contributive per la realizzazione di infrastrutture forestali nelle aree dotate di strumenti di pianificazione forestale, eseguite con criteri di gestione sostenibile delle foreste, al fine di garantire l'approvvigionamento della risorsa naturale.</p> <p>Con l'Accordo interregionale sul prelievo legnoso in ambito boschivo e sulla filiera legno, firmato a Verona il 26 febbraio 2016, tra i vari obiettivi condivisi tra i sottoscrittori, si vuole incrementare e adeguare a standard ottimali la densità viaria camionabile nei boschi a valenza produttiva. A tal fine Regione FVG indica come proprio obiettivo una densità di 25 m/ha.</p> <p>L'attuale densità camionabile di I e II livello corrisponde a 6,68 m/ha. Questa azione si pone l'obiettivo di raddoppiare l'attuale densità portandola quindi a 13,36 m/ha.</p> <p>Gli interventi devono essere eseguiti con criteri tali da garantire la gestione sostenibile delle foreste, secondo protocolli riconosciuti. Oltre a garantire l'approvvigionamento della risorsa naturale, con questa azione si facilita la capacità di più soggetti ad essere sentinella del territorio.</p>	Servizio foreste e corpo forestale	
11.3	Concedere contributi per la realizzazione di impianti di teleriscaldamento a biomasse legnose	<p>La Regione predispone linee contributive per l'installazione di centraline a biomasse legnose e per il potenziamento di quelle esistenti, nonché per la realizzazione delle relative reti di teleriscaldamento, o per l'estensione di reti esistenti alimentate da centraline a biomassa legnosa o per la realizzazione di nuovi allacciamenti a reti alimentate da centraline a biomassa legnosa.</p> <p>A tal fine, il Servizio transizione energetica attualmente concede contributi ai Comuni come previsto dalla Legge regionale 29 dicembre 2016, n. 25. Con questa azione si vuole aprire tale possibilità anche ai cittadini.</p>	Servizio transizione energetica	

Promuovere la produzione energetica delle imprese agricole	12.1	Valorizzare l'utilizzo degli scarti agricoli a scopo energetico	<p>Al fine di condividere le buone pratiche di utilizzo dei residui della lavorazione di prodotti agricoli a scopo energetico e per promuovere lo sviluppo di filiere energetiche locali, la Regione facilita il dialogo tra le aziende agricole e quelle del settore energetico, analizzando le criticità e valorizzando le opportunità.</p> <p>Gli scarti agricoli, quali ad esempio le potature, le paglie ed i residui della lavorazione di prodotti agricoli, sono fondamentali come fonte energetica per lo sviluppo di filiere energetiche locali, perché permettono di ottenere materiale lignocellulosico senza impegnare ulteriori terreni e senza richiedere ulteriori emissioni di CO₂ per la sua coltivazione.</p> <p>L'iniziativa permettere inoltre la realizzazione di un database di dati utili di scarti per coltura riferiti alla nostra regione senza dover ricorrere ai dati nazionali, permettendo considerazioni più aderenti al nostro contesto.</p>	D.C. risorse agroalimentari, forestali e ittiche Fondazione agrifood & bioeconomy FVG
	12.2	Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da FER	<p>La Regione predispone linee contributive per la realizzazione di impianti agrivoltaici e agrivoltaici avanzati tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i settori.</p> <p>Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza vede lo sviluppo dell'agrivoltaico come una misura strategica per incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile.</p> <p>L'obiettivo della misura è sostenere gli investimenti per la costruzione di sistemi agro-voltaici e per l'installazione di strumenti di misurazione per monitorare l'attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per diversi tipi di colture.</p>	D.C. risorse agroalimentari, forestali e ittiche
Sviluppare un ecosistema regionale	13.1	Predisporre il programma per lo sviluppo dell'ecosistema regionale dell'idrogeno	<p>La Regione si impegna a predisporre un documento di programmazione operativa per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno valorizzando gli aspetti socioeconomici generati da questa nuova fonte di indotto economico.</p> <p>La realizzazione di un ecosistema industriale, economico e sociale basato sull'idrogeno e sulla capacità degli attori della cosiddetta 'quadrupla elica' ovvero il mondo dell'impresa, della ricerca, della società civile e delle istituzioni, favorirà la crescita economica,</p>	Gruppo di lavoro interdirezionale sull'idrogeno

			generando nuove opportunità di lavoro nel quadro della transizione verde e digitale inclusa la formazione e il reskilling di tutte le professionalità appartenenti alla filiera.	
	13.2	Introdurre mezzi a idrogeno nel Trasporto Pubblico Locale	La Regione sostiene la sostituzione della flotta di trasporto pubblico a combustione interna con mezzi a idrogeno, al fine di affrancarsi dalle fonti fossili e ridurre le emissioni climalteranti. L'attuazione di questa azione viene assorbita dal Programma di rinnovo evolutivo parco mezzi del trasporto pubblico locale (PREPMTPL).	D.C. infrastrutture e territorio
	13.3	Concedere contributi per la realizzazione di stazioni di rifornimento per mezzi a idrogeno	Al fine di supportare la transizione anche attraverso la mobilità pubblica e privata, la Regione predispone linee contributive per la realizzazione di stazioni di rifornimento per mezzi a idrogeno per garantire una maggiore copertura del servizio.	Servizio transizione energetica D.C. attività produttive e turismo D.C. infrastrutture e territorio
	13.4	Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno	La Regione predispone linee contributive per la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno comprensivi degli impianti di produzione di energia elettrica da FER, accumulatori ed elettrolizzatori.	Servizio transizione energetica D.C. attività produttive e turismo D.C. infrastrutture e territorio
	13.5	Concedere contributi alle imprese per sostenere i costi di investimento dell'idrogeno	La Regione predispone linee contributive per sostenere i costi dell'uso di idrogeno rinnovabile ai fini dell'inserimento dello stesso nelle catene produttive e nelle filiere logistiche. Con questa azione, la Regione concede contributi alle imprese che mirano a transitare verso l'uso dell'idrogeno prodotto tramite FER. A tale scopo verranno supportate le spese che riguardano l'adattamento delle linee di produzione al vettore energetico idrogeno con particolare attenzione alle imprese hard to abate.	Servizio transizione energetica D.C. attività produttive e turismo
Valorizzare le fonti	14.1	Predisporre delle linee guida per l'esplorazione e la ricerca delle risorse geotermiche profonde disponibili sul territorio regionale	La Regione si impegna a predisporre delle linee guida per l'esplorazione e la ricerca delle risorse geotermiche profonde allo scopo di localizzare la risorsa e individuarne il potenziale d'uso.	Servizio geologico

14.2	Effettuare analisi costi/benefici della geotermia a bassa entalpia	La Regione si impegna ad effettuare un'analisi costi/benefici della geotermia a bassa entalpia a ciclo chiuso e aperto su acque dolci, di mare e salmastre.	Servizio transizione energetica Servizio geologico Servizio gestione risorse idriche
14.3	Realizzare un registro regionale dei sistemi geotermici	La Regione elabora il registro regionale dei sistemi geotermici al fine di creare un portale interattivo. Questo permetterà di trovare tutte le informazioni utilizzando un unico strumento contenitore. In applicazione all'art. 1 del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, la Regione elabora il registro regionale dei sistemi geotermici al fine di creare una banca dati informatizzata contenente le coordinate geografiche, i dati tecnici e quelli di carattere ambientale relativi agli impianti a sonde geotermiche. Il portale dovrà dialogare con il "registro nazionale dei sistemi geotermici" come previsto dal Decreto del ministero della transizione ecologica del 30 settembre 2022.	Servizio transizione energetica Servizio geologico Servizio gestione risorse idriche FVG Energia Insiel
14.4	Effettuare analisi di fattibilità degli impianti eolici	La Regione predispone uno studio di fattibilità per localizzare la risorsa eolica, individuarne il potenziale d'uso e identificare le tecnologie che meglio si adattano alle peculiarità del territorio.	Servizio transizione energetica
14.5	Valutazione del potenziale di installazione di impianti fotovoltaici nelle aree già impermeabilizzate	Tramite un'analisi delle aree urbanizzate del territorio, la Regione predispone una mappatura delle coperture e delle aree già antropizzate al fine di valutare le superfici per l'installazione di impianti fotovoltaici, rispondendo all'esigenza di contenimento del consumo di suolo.	Servizio transizione energetica
14.6	Valutare gli effetti del cambiamento climatico sulla produzione di energia idroelettrica	La Regione valuta la correlazione tra gli scenari di cambiamento climatico e la possibile evoluzione della disponibilità della risorsa idrica ai fini della produzione energetica, individuando soluzioni di mitigazione e adattamento.	Servizio transizione energetica Servizio gestione risorse idriche

INDIPENDENZA ENERGETICA - Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica

OdP	ID	Titolo azione	Descrizione azione	Soggetti attuatori
Favorire un senso di aggregazione e comunità	15.1	Supportare le relazioni tra i soggetti interessati a configurazioni di autoconsumo	La Regione predispone un portale informativo per favorire il contatto, il dialogo e lo scambio di informazioni tra i soggetti interessati a configurazioni di autoconsumo.	Servizio transizione energetica Insiel
	15.2	Avviare progettualità in ambito energetico con finalità aggregative e informative	Al fine di sviluppare una maggior consapevolezza del ruolo centrale dei cittadini nella transizione energetica, la Regione avvia processi partecipativi per attuare progetti pilota quali occasioni di sviluppo di pratiche virtuose e replicabili di produzione e consumo dell'energia.	Servizio transizione energetica FVG Energia
Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini	16.1	Avviare uno sportello unico di informazione e assistenza tecnica	Al fine di fornire supporto ai cittadini, la Regione mette a disposizione uno sportello unico per attività di assistenza tecnica e informazione sulle tematiche energetiche, e sull'accesso a contributi e incentivi. Lo sportello unico è rivolto ai cittadini, alle imprese e aziende del territorio, e ai Comuni, in cui il soggetto si pone attivamente (cittadino attivo) alla ricerca di informazione e risoluzioni di problemi. Lo sportello, chiamato anche One stop shop, propone attività di informazione intesa come sensibilizzazione, divulgazione, ascolto e info pratica.	FVG Energia
	16.2	Sviluppare attività di sensibilizzazione e informazione	La Regione avvia attività di sensibilizzazione e informazione coinvolgendo il più ampio pubblico. Per l'attività di divulgazione verranno trattate tematiche attuali quali ad esempio: campagne di informazione sui sistemi innovativi di domotica, campagne di informazione e sensibilizzazione per le imprese, campagne di sensibilizzazione sui temi della transizione energetica e sul consumo energetico, campagne informative sull'impiego ragionato e locale della biomassa, campagne di informazione sull'autoconsumo collettivo. Le campagne di informazione e sensibilizzazione sono rivolte a cittadini, enti locali e imprese al fine di informare sia a livello generale che più tecnico e dettagliato. Al fine di raggiungere più soggetti, si vuole diffondere l'informazione tramite gruppi quali scuole, istituti di formazione, associazioni, Confartigianato e Confcommercio, in modo	FVG Energia

			<p>da stimolare le intere filiere tecnologico-professionali e di sperimentazione.</p> <p>Si sottolinea come l'ambito della riduzione dei consumi avvenga prevalentemente grazie all'educazione al consumo, evitando l'extra-consumo generalizzato.</p> <p>Questa azione si pone, quindi, come misura trasversale, dalla quale molte azioni del Piano beneficiano.</p>	
	16.3	Realizzare corsi di formazione	<p>La Regione attiva percorsi formativi e percorsi di alta formazione per nuove figure professionali o di reskilling di persone già occupate, al fine di soddisfare la richiesta delle nuove professionalità necessarie per lo sviluppo della transizione ecologica.</p> <p>La formazione vuole essere orientata anche agli enti locali.</p> <p>A questo proposito si prevede l'aggiornamento del repertorio dei profili professionali coerente con le necessità della transizione energetica.</p> <p>Si propone la programmazione di percorsi formativi e corsi di alta formazione che coprano l'intero ciclo energetico, dalla generazione della risorsa rinnovabile (solare, biomassa agricola, biomassa forestale, idrica, geotermica, incluso il vettore energetico idrogeno) al suo utilizzo finale.</p>	<p>D.C. lavoro, formazione, istruzione e famiglia</p> <p>FVG Energia</p>

Capitolo 10. Governance e Piano di monitoraggio

10.1 Il sistema di governance

Il sistema di governance del Piano è composto da due elementi principali: la Cabina di Regia per la Strategia regionale per lo sviluppo sostenibile ed il Gruppo di lavoro interdirezionale "Tavolo di ricognizione e coordinamento delle attività in materia energetica".

La Cabina di regia è stata costituita con Delibera di Giunta Regionale 508 del 17 marzo 2023, rappresenta il livello di coordinamento ed indirizzo della governance prevista per il Piano ed è composta da:

- Direttore generale;
- Segretario generale;
- Capo di gabinetto;
- Avvocato della Regione;
- Direttore della Protezione civile della regione;
- Direttori di tutte le Direzioni Centrali dell'amministrazione regionale;
- Direttori di tutti gli enti regionali;
- Direttore generale di ARPA FVG.

Le funzioni della Cabina di regia vertono principalmente sull'elaborazione delle Strategie regionali per lo sviluppo sostenibile e per la mitigazione e l'adattamento ai cambiamenti climatici e i relativi aggiornamenti, nonché sul monitoraggio e la valutazione dello stato di attuazione delle stesse. Poiché gli obiettivi del Piano Energetico Regionale sono inquadrati nelle macroaree di intervento definite dalla

Strategia regionale per lo sviluppo sostenibile, si è ritenuto adeguato affidare alla Cabina di regia una funzione di coordinamento ed indirizzo all'interno del sistema di governance del Piano stesso. La Cabina di regia ha quindi la funzione di indicare se alcuni obiettivi o azioni del Piano devono essere modificati in relazione all'evoluzione del contesto in cui il Piano si inserisce. Conseguentemente a queste considerazioni, la Cabina di regia indica eventuali modifiche al cronoprogramma, al piano economico finanziario ed agli indicatori di contributo al contesto. Al fine dell'espletamento delle sue funzioni, la Cabina di regia si riunisce almeno una volta all'anno.

Il Gruppo di lavoro interdirezionale "*Tavolo di ricognizione e coordinamento delle attività in materia energetica*" è stato costituito con Decreto del Direttore Generale 1452 del 21 aprile 2022, prorogato ed aggiornato con i Decreti del Direttore Generale 16061/2023 e 16793/2024, rappresenta il livello operativo della governance prevista per il Piano ed è composto da:

- Direttore generale;
- Segretario generale;
- Capo di gabinetto;
- Direttore dell'Ufficio stampa e comunicazione;
- Avvocato della Regione;
- Direttore della Protezione civile della regione;
- Direttori di tutte le Direzioni Centrali dell'amministrazione regionale;
- Direttori di tutti gli enti regionali;
- Commissari di tutti gli Enti di Decentramento Regionale.

Le funzioni del Gruppo di lavoro interdirezionale vertono principalmente sulla ricognizione ed il coordinamento di tutte le attività che la Regione sta portando avanti in materia energetica, consentendo di avere sempre un quadro organico, aggiornato e condiviso di progetti e linee contributive, in essere ed in programma. È inoltre prevista la possibilità che i partecipanti integrino il gruppo con l'indicazione di dirigenti e funzionari regionali, in relazione alle materie trattate in occasione delle diverse sedute. È altresì riconosciuta al gruppo di lavoro la facoltà di invitare e coinvolgere ulteriori soggetti in relazione ad eventuali specifiche esigenze che si dovessero profilare nel corso delle attività dello stesso. Conseguentemente a queste caratteristiche, si è ritenuto adeguato affidare al Gruppo di lavoro interdirezionale una funzione operativa all'interno del sistema di governance del Piano. Il Gruppo di lavoro mette quindi in atto le azioni di Piano, ne monitora lo stato di avanzamento attraverso gli indicatori di processo, produce i dati necessari alla quantificazione degli indicatori di contributo al contesto e fornisce alla Cabina di regia i dati sui quali la stessa basa la propria attività di coordinamento ed indirizzo. Al fine dell'espletamento delle sue funzioni, il Gruppo di lavoro interdirezionale si riunisce almeno due volte all'anno.

10.2 Il monitoraggio del piano

Il monitoraggio del Piano Energetico Regionale è finalizzato a misurare l'efficacia dello strumento pianificatorio, il raggiungimento degli obiettivi previsti al 2030 e la realizzazione delle azioni di piano. È previsto un monitoraggio biennale ai fini dell'inserimento di eventuali correzioni che si rendessero necessarie nel corso della durata del piano. Al fine di rendere possibile il monitoraggio, sono stati definiti indicatori e pesi riferiti alle azioni di piano. L'insieme di obiettivi, azioni, indicatori e pesi, così come evidenziato nel seguente grafico, costituisce lo schema logico del monitoraggio di piano.

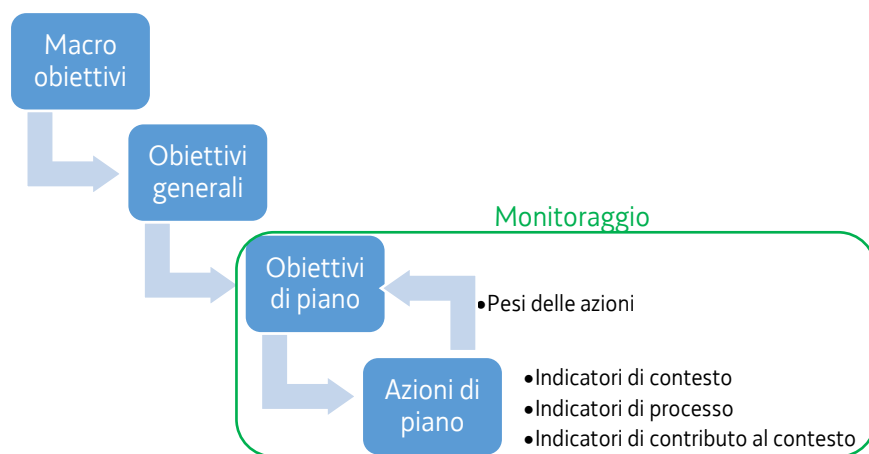


Figura 10.1 Monitoraggio del Piano Energetico Regionale.

Le azioni di piano sono monitorate attraverso indicatori di contesto, di processo e di contributo al contesto. I primi descrivono lo stato di fatto del contesto su cui l'azione di piano agisce, riferendosi quindi ad un momento anteriore all'attuazione dello stesso. In questo caso, salvo dove espressamente indicato, l'anno di riferimento per gli indicatori di contesto è il 2022. Gli indicatori di processo esemplificano il grado di completamento delle azioni nelle fasi intermedie di attuazione del piano. Gli indicatori di contributo al contesto descrivono invece la variazione da apportare al contesto affinché l'obiettivo di piano sia raggiunto nel tempo previsto, ovvero nel 2030. I pesi delle azioni rispetto all'obiettivo di piano a cui afferiscono rappresentano invece quanto il completamento dell'azione contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo di piano a cui l'azione si riferisce.

Nelle Tabelle da 10.1 a 10.5 sono riportate, per ogni obiettivo generale di piano, le relative azioni di piano corredate dai rispettivi pesi ed indicatori necessari al monitoraggio dello stato di avanzamento delle stesse. I pesi sono sempre rappresentati da un valore numerico da 1 a 100 mentre per gli indicatori vengono definiti in ogni singola azione il parametro di riferimento ed il valore numerico. In calce alle tabelle viene riportata, quando necessaria alla comprensione delle stesse, una breve descrizione dei contenuti.

SICUREZZA ENERGETICA – Sviluppare sistemi di generazione distribuita

Obiettivi di Piano:

- OdP1: Diffondere le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile
- OdP2: Diffondere l'autoconsumo

Tabella 10.1 Parametri per il monitoraggio dell'obiettivo generale "Sviluppare sistemi di generazione distribuita".

OdP	Azioni			Indicatori		
	ID - Titolo	Peso	Soggetti attuatori	Contesto	Processo	Contributo al contesto
1	01.1 - Realizzare configurazioni pilota	20	Servizio transizione energetica	Potenza installata	Numero di stakeholder coinvolti nel processo	Variazione potenza installata
				0,0 MW		+ 0,8 MW

	01.2 - Concedere contributi per la diffusione delle configurazioni	80	Servizio transizione energetica FVG Energia	Potenza installata 0,0 MW	Pubblicazione regolamento contributivo	Variazione potenza installata + 9,0 MW
2	02.1 - Concedere contributi per la diffusione dell'autoconsumo collettivo	100	D.C. infrastrutture e territorio FVG Energia	Potenza installata 0,0 MW	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione potenza installata + 500,0 MW

Nell'azione 01.1 si ipotizza la realizzazione di una configurazione pilota dotata di un singolo impianto che rientri nei limiti di potenza imposti dal Decreto CACER per l'accesso agli incentivi dedicati alle Configurazioni di Autoconsumo (potenza limite pari ad 1 MW).

Nell'azione 01.2 si ipotizza di poter ragionevolmente contribuire, per ogni anno di durata del piano (sei anni), alla realizzazione di cinque configurazioni dotate di un impianto con potenza stimata di 300 kW, ottenendo quindi una potenza finale installata pari a 9,0 MW.

Nell'azione 02.1 si ipotizza di mantenere attiva la linea contributiva istituita dalla legge regionale 01/2023 destinata all'installazione di impianti fotovoltaici da parte di persone fisiche. Durante il primo anno e mezzo (2023-2024) di operatività della linea sono stati installati 105,7 MW di impianti fotovoltaici; si è quindi stimato che mantenendo attiva la linea per la durata del piano, quindi per ulteriori sei anni dal 2025 al 2030, si possa ottenere un totale di potenza installata, inclusivo dei sopramenzionati 105,7 MW, di 500,0 MW. Questa azione si inserisce nella strategia regionale per il raggiungimento dell'obiettivo assegnato al Friuli Venezia Giulia dalla bozza di Decreto Aree Idonee che impone un incremento di potenza FER installata di 1,96 GW rispetto al 2020. La Regione vuole infatti raggiungere tale obiettivo sostenendo in maniera indiretta le iniziative di parte per un totale di potenza installata di 1,16 GW e in maniera diretta per i restanti 0,80 GW. In quest'ottica l'azione 02.1, di tipo diretto, punta ad assegnare al settore civile 0,50 GW di nuova potenza FER installata.

SICUREZZA ENERGETICA – Garantire la continuità di servizio

Obiettivi di Piano:

- OdP3: Sviluppare e salvaguardare le reti

Tabella 10.2 Parametri per il monitoraggio dell'obiettivo generale "Garantire la continuità di servizio".

OdP	Azioni			Indicatori		
	ID - Titolo	Peso	Soggetti attuatori	Contesto	Processo	Contributo al contesto
3	03.1 - Promuovere sinergie tra TSO e DSO relativi alla trasmissione e distribuzione dell'elettricità	50	Servizio transizione energetica	Numero tavoli di lavoro	TSO e DSO coinvolti	Variazione numero tavoli di lavoro
				0		+ 8
	03.2 - Promuovere sinergie tra TSO e DSO relativi alla trasmissione e distribuzione del gas naturale	50	Servizio transizione energetica	Numero tavoli di lavoro	TSO e DSO coinvolti	Variazione numero tavoli di lavoro
				0		+ 8

Le azioni 03.1 e 03.2 mirano ad organizzare tavoli di confronto tra TSO e DSO mediamente ogni 9 mesi per tutta la durata del piano (sei anni), da ciò deriva il valore di 8 tavoli eseguiti al 2030.

SICUREZZA ENERGETICA – Garantire l'accesso all'energia

Obiettivi di Piano:

- OdP4: Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas
- OdP5: Ridurre la povertà energetica

Tabella 10.3 Parametri per il monitoraggio dell'obiettivo generale "Garantire l'accesso all'energia".

OdP	Azioni			Indicatori		
	ID - Titolo	Peso	Soggetti attuatori	Contesto	Processo	Contributo al contesto
4	04.1 - Analizzare soluzioni alternative di approvvigionamento delle aree non metanizzate	100	Servizio transizione energetica	Presente/Assente	Studi di settore eseguiti	Presente/Assente
				Assente		Presente
5	05.1 - Concedere contributi ai cittadini per l'installazione di impianti solari termici	30	D.C. infrastrutture e territorio	Contributi concessi	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione contributi concessi
				0 €		+ 4.500.000 €
	05.2 - Concedere contributi ai cittadini per la realizzazione degli allacciamenti alle reti esistenti di teleriscaldamento	20	Servizio transizione energetica D.C. infrastrutture e territorio	Numero allacci	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione numero allacci
				0		+ 120
	05.3 - Avviare azioni a sostegno delle fasce della popolazione economicamente svantaggiate	50	Servizio transizione energetica D.C. infrastrutture	Bandi contenenti criteri premiali a favore delle fasce svantaggiate	Tavoli di lavoro eseguiti	Variazione bandi contenenti criteri premiali a favore delle fasce svantaggiate
0				+ 4		

Nell'azione 05.1 il valore del contributo al contesto è stato definito prendendo come dato di riferimento l'investimento effettuato nel 2022 tramite Ecobonus per il solare termico (pari a 2.500.000 €) e si è ipotizzato di contribuire con un intervento aggiuntivo del 30% da parte della Regione in aggiunta al 50% dell'Ecobonus. Si prevede che tale intervento aggiuntivo permanga per tutta la durata del Piano, portando il contributo al contesto ad un valore di 4.500.000 €.

Nell'azione 05.2 il valore del contributo al contesto è stato ipotizzato in relazione all'attuale estensione delle reti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale.

INDIPENDENZA ENERGETICA – Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti

Obiettivi di Piano:

- OdP6: Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione
- OdP7: Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei cittadini
- OdP8: Ridurre i consumi delle imprese
- OdP9: Elettrificare i consumi

Tabella 10.4 Parametri per il monitoraggio dell'obiettivo generale "Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti".

OdP	Azioni			Indicatori		
	ID - Titolo	Peso	Soggetti attuatori	Contesto	Processo	Contributo al contesto
6	06.1 - Concedere contributi per la redazione dei PAESC	50	Servizio transizione energetica FVG Energia	Numero PAESC redatti	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione numero PAESC redatti
				72		+ 100
	06.2 - Avviare un programma di analisi energetiche sul patrimonio pubblico dell'Amministrazione Regionale	20	D.C. patrimonio, demanio, servizi generali e sistemi informativi E.D.R. FVG Energia	Analisi effettuate	Affidamenti del servizio eseguiti	Variazione analisi effettuate
0	+ 80					
	06.3 - Riquilibrare energeticamente gli edifici dell'Amministrazione Regionale	30	D.C. infrastrutture e territorio D.C. patrimonio, demanio, servizi generali e sistemi informativi E.D.R.	Importo economico investito	Affidamenti di lavori eseguiti	Variazione importo economico investito
				0 €		+ 8.000.000 €
7	07.1 - Concedere contributi per l'efficientamento dell'involucro edilizio	70	D.C. infrastrutture e territorio	Consumo annuo del settore residenziale	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione consumo annuo del settore residenziale
				14.979 GWh*		- 28,44 GWh

	07.2 - Concedere contributi per la sostituzione dei sistemi di generazione degli impianti termici	30	D.C. infrastrutture e territorio	Contributi concessi	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione contributi concessi
				0 €		+ 6.000.000 €
8	08.1 - Concedere contributi per la redazione di diagnosi energetiche	35	D.C. attività produttive e turismo	Contributi concessi	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione contributi concessi
				0 €		+ 2.400.000 €
	08.2 - Concedere contributi per efficientamento energetico delle imprese	40	D.C. attività produttive e turismo	Consumo annuo del settore industriale	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione consumo annuo del settore industriale
				15.503 GWh *		-295 GWh
08.3 - Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da FER	25	D.C. attività produttive e turismo	Potenza FER installata	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione potenza FER installata	
			0,0 MW		+ 200,0 MW	
9	09.1 - Revisionare il Piano Regionale per la Mobilità Elettrica	15	Servizio transizione energetica	Presente/Assente	Tavoli di lavoro eseguiti	Presente/Assente
				Assente		Presente
	09.2 - Introdurre mezzi elettrici nel Trasporto Pubblico Locale	70	D.C. infrastrutture e territorio	Numero di mezzi presenti	Importo economico investito	Variazione numero di mezzi presenti
0				+ 174		
09.3 - Realizzare impianti FER per i porti di competenza Regionale per il fabbisogno del cold ironing	15	D.C. infrastrutture e territorio	Potenza FER installata	Affidamenti di lavori eseguiti	Variazione potenza FER installata	
			0,0 MW		+ 1,3 MW	

* Dato riferito all'anno 2021

Nell'azione 06.1 si mira a garantire che almeno l'80% (172) del totale dei Comuni della regione (215) sia dotato di PAESC, da ciò deriva il contributo al contesto della redazione di 100 nuovi PAESC da sostenere tramite l'emissione di contributi.

Nell'azione 06.2 si mira ad analizzare nella sua interezza (80 edifici) il patrimonio immobiliare dell'Amministrazione Regionale.

Nell'azione 06.3 si mira a realizzare due riqualificazioni energetiche di primo livello e due di secondo livello sul patrimonio immobiliare dell'Amministrazione Regionale, stimate con un importo totale pari a 8.000.000 €.

Nell'azione 07.1 si mira a sostenere gli interventi di efficientamento energetico dell'involucro edilizio contribuendo con un intervento aggiuntivo del 30% da parte della Regione in aggiunta al 50% che risulta già possibile finanziare con l'Ecobonus. Il valore di contributo al contesto (-28,44 GWh) è stato determinato in base ai dati disponibili inerenti ai risparmi ottenuti tramite gli interventi di efficientamento eseguiti in regione nel 2022 tramite Ecobonus, riportati in Tabella 4.41, e riparametrando all'impegno economico previsto da parte della Regione.

Nell'azione 07.2 si mira a contribuire all'installazione di 1500 pompe di calore, il cui importo medio è stato stimato in 10.000 €, contribuendo al 40% della spesa.

Nell'azione 08.1 si mira a contribuire alla redazione di 500 diagnosi energetiche il cui importo medio è stato stimato in 6.000 €, contribuendo all'80% della spesa.

Nell'azione 08.2 si mira a contribuire all'esecuzione di circa 300 interventi di efficientamento energetico delle imprese all'anno per ogni anno di durata del Piano. Il valore di contributo al contesto (-295 GWh) è stato determinato in base ai dati disponibili inerenti ai risparmi ottenuti tramite gli interventi di efficientamento eseguiti nel 2018 in regione nel settore industriale, e riparametrando all'impegno economico previsto da parte della Regione.

Nell'azione 08.3 il valore del contributo al contesto deriva dalla strategia definita dall'Amministrazione Regionale per il raggiungimento dell'obiettivo assegnato al Friuli Venezia Giulia dalla bozza di Decreto Aree Idonee che impone un incremento di potenza FER installata di 1,96 GW rispetto al 2020. La Regione vuole infatti raggiungere tale obiettivo sostenendo in maniera indiretta le iniziative di parte per un totale di potenza installata di 1,16 GW e in maniera diretta per i restanti 0,80 GW. In quest'ottica l'azione 08.3, di tipo diretto, punta ad assegnare al settore industriale 0,20 GW di nuova potenza FER installata.

Nell'azione 09.2 il valore del contributo al contesto di 174 nuovi mezzi elettrici nel trasporto pubblico locale è stato recepito dalle previsioni contenute nel Programma di Rinnovo Evolutivo del Parco Mezzi del Trasporto Pubblico Locale del Friuli Venezia Giulia (PREPM-TPL).

Nell'azione 09.3 il valore del contributo al contesto di 1,3 MW di nuova potenza FER installata per il cold ironing è stato recepito in relazione al progetto di cold ironing per Porto Nogaro gestito dalla Direzione Centrale infrastrutture e territorio dell'Amministrazione Regionale.

INDIPENDENZA ENERGETICA – Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili

Obiettivi di Piano:

- OdP10: Semplificare le procedure autorizzative
- OdP11: Sviluppare la filiera delle biomasse legnose
- OdP12: Promuovere la produzione energetica delle imprese agricole
- OdP13: Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile
- OdP14: Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili

Tabella 10.5 Parametri per il monitoraggio dell'obiettivo generale "Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili".

OdP	Azioni			Indicatori		
	ID - Titolo	Peso	Soggetti attuatori	Contesto	Processo	Contributo al contesto
10	10.1 - Digitalizzare le procedure amministrative in materia energetica	100	Servizio transizione energetica Insiel	Presente/Assente	Creazione database impianti FER	Presente/Assente
				Assente		Presente
11	11.1 - Concedere contributi per la redazione di strumenti di pianificazione forestale	15	Servizio foreste e corpo forestale	Superficie forestale pianificata	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione superficie forestale pianificata
				132.404 ha		+ 61.613 ha
	11.2 - Concedere contributi per la realizzazione di infrastrutture forestali	60	Servizio foreste e corpo forestale	Estensione strade forestali	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione estensione strade forestali
				3.880 km		+ 2.161 km
	11.3 - Concedere contributi per la realizzazione di impianti di teleriscaldamento a biomasse legnose	25	Servizio transizione energetica	Contributi concessi	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione contributi concessi
				1.830.000 €		+ 5.000.000 €
12	12.1 - Valorizzare l'utilizzo degli scarti agricoli a scopo energetico	20	D.C. risorse agroalimentari, forestali e ittiche Fondazione agrifood & bioeconomy FVG	Numero buone pratiche pubblicate	Tavoli di lavoro eseguiti con produttori agricoli per analizzare potenzialità e criticità	Variazione numero buone pratiche pubblicate
				0		+ 12
	12.2 - Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da FER	80	D.C. risorse agroalimentari, forestali e ittiche	Potenza FER installata	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione potenza FER installata
				0,0 MW		+ 100,0 MW
13		10		Presente/Assente		Presente/Assente

	13.1 - Predisporre il programma per lo sviluppo dell'ecosistema regionale dell'idrogeno		Gruppo di lavoro interdirezionale sull'idrogeno	Assente	Tavoli eseguiti del gruppo di lavoro interdirezionale sull'idrogeno	Presente
	13.2 - Introdurre mezzi a idrogeno nel Trasporto Pubblico Locale	25	D.C. infrastrutture e territorio	Numero di mezzi presenti	Importo economico investito	Variazione numero di mezzi presenti
				0		+ 25
	13.3 - Concedere contributi per la realizzazione di stazioni di rifornimento per mezzi a idrogeno	20	Servizio transizione energetica D.C. attività produttive e turismo D.C. infrastrutture e territorio	Numero di stazioni presenti	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione numero di stazioni presenti
				0		+ 6
	13.4 - Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno	25	Servizio transizione energetica D.C. attività produttive e turismo D.C. infrastrutture e territorio	Produzione annua di idrogeno	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione produzione annua di idrogeno
				0 t/anno		+ 800 t/anno
	13.5 - Concedere contributi alle imprese per sostenere i costi di investimento dell'idrogeno	20	Servizio transizione energetica D.C. attività produttive e turismo D.C. infrastrutture e territorio	Contributi concessi	Pubblicazione bandi contributivi	Variazione contributi concessi
				0 €		+ 10.000.000 €
14	14.1 - Predisporre delle linee guida per l'esplorazione e la ricerca delle risorse geotermiche profonde disponibili sul territorio regionale	5	Servizio geologico	Presente/Assente	Tavoli di lavoro eseguiti	Presente/Assente
				Assente		Presente
	14.2 - Effettuare analisi	10	Servizio transizione energetica	Presente/Assente	Tavoli di lavoro eseguiti	Presente/Assente
				Assente		Presente

	costi/benefici della geotermia a bassa entalpia		Servizio geologico Servizio gestione risorse idriche			
	14.3 - Realizzare un registro regionale dei sistemi geotermici	5	Servizio transizione energetica Servizio geologico Servizio gestione risorse idriche FVG Energia Insiel	Presente/Assente Assente	Tavoli di lavoro eseguiti	Presente/Assente Presente
	14.4 - Effettuare analisi di fattibilità degli impianti eolici	30	Servizio transizione energetica	Presente/Assente Assente	Tavoli di lavoro eseguiti	Presente/Assente Presente
	14.5 - Valutazione del potenziale di installazione di impianti fotovoltaici nelle aree già impermeabilizzate	25	Servizio transizione energetica	Presente/Assente Assente	Aree coinvolte	Presente/Assente Presente
	14.6 - Valutare gli effetti del cambiamento climatico sulla produzione di energia idroelettrica	25	Servizio transizione energetica Servizio gestione risorse idriche	Presente/Assente Assente	Tavoli di lavoro eseguiti	Presente/Assente Presente

Nell'azione 11.1 si mira a pianificare almeno il 60% della superficie forestale della regione (194.017 ha), da ciò deriva il valore del contributo al contesto di un incremento di 61.613 ha rispetto all'attuale superficie pianificata di 132.404 ha.

Nell'azione 11.2 si mira a raddoppiare l'attuale rete di strade forestali camionabili di I e II livello, composta da 2.161 km, riferita alle aree dotate di strumenti di pianificazione forestale, e corrispondente a una densità viaria di 6,68m/ha, al fine di ottenere una densità pari a 13,37 m/ha per un avvicinamento agli obiettivi di densità camionabile pari a 25 m/ha, riportati nell'Accordo interregionale sul prelievo legnoso in ambito boschivo e sulla filiera legno, firmato a Verona il 26 febbraio 2016, tramite il quale si vuole incrementare e adeguare a standard ottimali la densità viaria camionabile nei boschi a valenza produttiva.

Nell'azione 11.3 si mira al potenziamento dell'attuale linea contributiva dedicata alle reti di teleriscaldamento ipotizzando di finanziare interventi per 5.000.000€ in totale in sei anni.

Nell'azione 12.1 si mira ad incrementare la sensibilità del settore agricolo sui temi energetici mediante la pubblicazione e pubblicizzazione di 2 buone pratiche energetiche effettuate da imprese agricole per ogni anno di durata del Piano.

Nell'azione 12.2 il valore del contributo al contesto deriva dalla strategia definita dall'Amministrazione Regionale per il raggiungimento dell'obiettivo assegnato al Friuli Venezia Giulia dalla bozza di Decreto Aree Idonee che impone un incremento di potenza FER installata di 1,96 GW rispetto al 2020. La Regione vuole infatti raggiungere tale obiettivo sostenendo in maniera indiretta le iniziative di parte per un totale di potenza installata di 1,16 GW e in maniera diretta per i restanti 0,80 GW. In quest'ottica l'azione 12.2, di tipo diretto, punta ad assegnare al settore agricolo 0,10 GW di nuova potenza FER installata.

Nell'azione 13.2 il valore del contributo al contesto di 25 nuovi mezzi a idrogeno nel trasporto pubblico locale è stato recepito dalle previsioni contenute nel Programma di Rinnovo Evolutivo del Parco Mezzi del Trasporto Pubblico Locale del Friuli Venezia Giulia (PREPM-TPL).

Nell'azione 13.3 si vuole dotare il territorio di una prima infrastruttura di base, equamente distribuita nel territorio, per il rifornimento di mezzi a idrogeno.

Nelle azioni 13.4 e 13.5 si vuole promuovere la transizione al vettore energetico idrogeno sostenendo l'intera filiera con la concessione di contributi per raggiungere una produzione annua di 800 t e con concessione di contributi per sostenere i costi d'investimento delle imprese del settore per un totale di 10.000.000€ in sei anni.

INDIPENDENZA ENERGETICA – Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica

Obiettivi di Piano:

- OdP15: Favorire un senso di aggregazione e comunità
- OdP16: Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini

OdP	Azioni			Indicatori		
	ID - Titolo	Peso	Soggetti attuatori	Contesto	Processo	Contributo al contesto
15	15.01 - Supportare le relazioni tra i soggetti interessati a configurazioni di autoconsumo	60	Servizio transizione energetica Insiel FVG Energia	Presente/Assente	Tavoli di lavoro con Insiel per realizzazione portale online	Presente/Assente
				Assente		Presente
15	15.02 - Avviare progettualità in ambito energetico con finalità aggregative e informative	40	Servizio transizione energetica FVG Energia	Numero di cittadini coinvolti	Affidamenti di servizi eseguiti	Variazione numero di cittadini coinvolti
				0		+ 100.000
16	16.01 - Avviare uno sportello unico di informazione e assistenza tecnica	35	FVG Energia	Presente/Assente	Formazione del personale dedicato	Presente/Assente
				Assente		Presente
16	16.02 - Sviluppare attività di	30	Servizio transizione energetica	Numero di cittadini coinvolti	Attività organizzate	Variazione numero di cittadini coinvolti

	sensibilizzazione e informazione		FVG Energia	0		+ 500.000
	16.03 - Realizzare corsi di formazione	35	D.C. lavoro, formazione, istruzione e famiglia FVG Energia	Numero corsi realizzati	Aggiornamento del repertorio dei profili professionali	Variazione numero corsi realizzati
0				+ 10		

Si riporta di seguito uno schema Gantt descrittivo delle tempistiche di attuazione previste per tutte le azioni di piano.

ID Azione	Cronoprogramma in semestri											
	2025		2026		2027		2028		2029		2030	
	Gen-Giu	Lug-Dic	Gen-Giu	Lug-Dic	Gen-Giu	Lug-Dic	Gen-Giu	Lug-Dic	Gen-Giu	Lug-Dic	Gen-Giu	Lug-Dic
01.1												
01.2												
02.1												
03.1												
03.2												
04.1												
05.1												
05.2												
05.3												
06.1												
06.2												
06.3												
07.1												
07.2												
08.1												
08.2												
08.3												
09.1												
09.2												
09.3												
10.1												
11.1												
11.2												
11.3												
12.1												
12.2												
13.1												
13.2												
13.3												
13.4												
13.5												
14.1												
14.2												
14.3												
14.4												
14.5												
14.6												
15.1												
15.2												
16.1												
16.2												
16.3												

Capitolo 11. Risorse finanziarie del Piano

Questa sezione correda il Piano attraverso la valutazione finanziaria delle azioni. La valutazione è strutturata in modo da calcolare indicatori finanziari distinguendo tra costi di investimento (*Capital expenditures*, Capex) sostenuti dall'Amministrazione regionale sotto forma di contributo pubblico e costi di investimento sostenuti dal soggetto beneficiario sotto forma di investimento privato.

L'analisi inoltre contabilizza i contributi in natura espressi in unità di risorse umane (*In-kind contributions*) fornite sia in fase di investimento che di operatività. Tali sono considerati i contributi forniti dall'Amministrazione regionale in riferimento ad esempio alle attività istruttorie svolte dai Servizi.

Gli indicatori finanziari sono di seguito elencati:

- Capex - contributo pubblico. Viene calcolato il contributo pubblico per singolo intervento (inteso come percentuale massima di contributo pubblico per ciascun intervento) e in modo aggregato a livello di azione (inteso come dotazione finanziaria dell'azione).
- Capex - investimento privato. Viene calcolato l'investimento privato per intervento e per azione.
- In-kind. Viene stimato l'impegno delle risorse umane impiegate dall'Amministrazione regionale durante le fasi istruttorie.

Dopo un'illustrazione dell'approccio metodologico impiegato vengono riportate le schede per ciascuna azione corredate dagli indicatori finanziari e la stima delle risorse umane impiegate dall'Amministrazione regionale nel Piano. Nelle conclusioni viene riportato un quadro di sintesi degli indicatori finanziari e delle risorse in-kind.

11.1 Approccio metodologico

La stima degli indicatori finanziari è stata condotta a due livelli. In primis sono stati stimati i costi medi unitari di investimento per ciascun intervento; successivamente, i costi medi unitari sono stati impiegati per stimare il costo di ciascuna azione di Piano in coerenza con i target fissati per il 2030. Per ciascuna azione di Piano sono state quindi suddivise le quote di contributo pubblico e di investimento privato.

Con riferimento alla stima dei costi medi unitari di investimento si è proceduto come di seguito descritto:

- Per misure che prevedono azioni di sostegno ad investimenti privati, che possono riguardare soluzioni e tecnologie con differenti costi e livelli di efficacia nel potenziale di riduzione dei gas climalteranti, è stato inizialmente ipotizzato un dimensionamento medio degli interventi. Questa ipotesi si basa su dati storici raccolti a livello regionale o nazionale per analoghe forme di incentivazione. I costi medi unitari sono poi stati stimati a prezzi costanti ottenuti da indagini di mercato condotte su base regionale ovvero progetti simili nello stesso contesto.
- Per misure che prevedono investimenti diretti da parte dell'Amministrazione regionale sono state effettuate stime previsionali sulla base del costo medio sostenuto dalla stessa negli ultimi anni per investimenti simili.

Di seguito un approfondimento relativo alla stima dei costi medi unitari per macro categoria.

11.1.1 Efficiamento energetico

Ai fini della stima della dimensione media degli interventi di efficientamento energetico su edifici e su impianti (investimento, efficienza energetica raggiunta o energia prodotta da fonte rinnovabile, superficie interessata dall'intervento o potenza installata), sono stati utilizzati dati storici) forniti dagli enti preposti alla gestione dei principali strumenti finanziari in vigore a livello nazionale o regionale e destinati a privati, aziende o alla Pubblica Amministrazione.

I rapporti annuali sull'efficienza energetica redatti dall'Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) forniscono statistiche e dati in merito agli investimenti effettuati dalla Pubblica Amministrazione e cittadini nella riqualificazione energetica di edifici e nella produzione di energia termica da generatori ad alta efficienza o da fonti rinnovabili, che hanno usufruito degli incentivi statali. Ai fini del presente studio sono stati utilizzati i dati storici (dal 2014 al 2022), per il Friuli Venezia Giulia, come riportati nel Rapporto annuale Efficienza Energetica 2023. Più precisamente:

- Edifici della pubblica amministrazione. Il principale strumento è rappresentato dal Conto Termico. La misura è gestita dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) con linee specifiche rivolte alla Pubblica Amministrazione e prevede una quota di incentivo che varia tra il 40% e il 65%, in funzione della tipologia di intervento, che raggiunge il 100% nel caso delle spese sostenute per le diagnosi energetiche e gli Attestati di Prestazione Energetica (APE). Sono stati analizzati in particolare i dati relativi al numero degli interventi e all'ammontare dei contributi concessi per le diagnosi energetiche e gli interventi di efficientamento energetico degli edifici.
- Edifici residenziali: I principali strumenti in vigore sono rappresentati da Ecobonus e Superbonus. Gli incentivi sono riconosciuti come detrazione fiscale. L'Ecobonus, che varia dal 50% al 75% in funzione della tipologia di intervento, e il Superbonus, misura di agevolazione temporanea introdotta con il Decreto Rilancio (D.L. n.34/2020) e che fino al 2023 finanziava il 110% delle spese sostenute, sono strumenti prevalentemente destinati a sostenere interventi di riqualificazione energetica degli edifici residenziali che possono interessare sia l'involucro edilizio sia gli impianti. Sono stati analizzati in particolare i seguenti interventi:
 - Realizzazione di interventi di isolamento termico dell'edificio (che includono coibentazione di pareti verticali, sostituzione di coperture, sostituzione di superfici trasparenti, schermature solari).
 - Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con altri a più elevata efficienza energetica (es. generatori di calore a condensazione, pompe di calore).
 - Installazione di collettori solari (che includono le due tipologie prevalenti di collettori solari piani e sottovuoto).
- Settore industriale: il D.Lgs. 102/2014 e s.m.i. ha introdotto l'obbligo per le grandi imprese e le aziende a forte consumo di energia di esecuzione periodica di diagnosi energetiche e trasmissione ad ENEA, soggetto responsabile dei relativi controlli, di dati ed informazioni energetiche. Ai fini della quantificazione economica degli interventi di efficientamento energetico nel settore industriale sono stati utilizzati i dati a disposizione di ENEA relativi al periodo 2018 – 2021 derivanti dall'applicazione dello strumento citato.

11.1.2 Produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile (FER) incluse configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile (CER) e autoconsumo collettivo

Ai fini della stima della dimensione media degli investimenti nella produzione di energia da FER (investimento e potenza installata), anche nelle modalità condivise, sono stati utilizzati dati storici (2013-2021) registrati dal GSE, ente che gestisce i principali strumenti di incentivazione nazionali. Più precisamente:

- Impianti FER per la produzione di energia elettrica (fotovoltaico ed eolico). Sono stati considerati i dati relativi agli investimenti in rinnovabili nel settore elettrico effettuati nel periodo 2013 – 2021 come riportati nel documento “Analisi di monitoraggio economico – Monitoraggio degli impatti economici e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica”, pubblicato a novembre 2022.
- Impianti FER nel settore agricolo. Più specificatamente per gli impianti agrivoltaici, sono state considerate le stime prodotte del gruppo di lavoro coordinato dal Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), composto da CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria), GSE, ENEA e RSE (Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.).

L’attitudine delle imprese regionale alla installazione di impianti alimentati da FER, nonché la dimensione media degli investimenti, è stata ricavata invece consultando gli esiti riferiti all’anno 2023 del bando FESR 21-27 - b2.1.1 Utilizzo energie rinnovabili nelle imprese.

11.1.3 Settore dei trasporti

Per la stima delle misure con ricadute nel settore dei trasporti sono stati utilizzati i costi medi riportati nel Programma operativo di Rinnovo Evolutivo del Parco Mezzi TPL automobilistico (PREPM-TPL), introdotto con la Legge Regionale n.23/2021. Tale documento tra i vari investimenti prevede, in linea con le disposizioni comunitarie, nazionali e regionali, il rinnovo della flotta del trasporto pubblico locale circolante in regione con mezzi di trasporto pubblico alimentati ad energia elettrica o idrogeno oltre ad interventi su infrastrutture e impianti necessari a supportare la transizione verso mezzi a minore impatto ambientale, quali ad esempio stazioni di ricarica elettriche o ad idrogeno.

La fonte utilizzata per la stima del costo delle stazioni di servizio ad idrogeno è la graduatoria dei progetti ammessi a contributo nell’ambito dell’Investimento 3.3 “Sperimentazione dell’idrogeno per il trasporto stradale”, missione 2 componente 2 (M2C2) del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che ha sostenuto la realizzazione di stazioni di rifornimento a base di idrogeno rinnovabile (Esiti graduatoria del Decreto n.199 del 2022 del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili). Il costo medio per gli investimenti in regione Friuli Venezia Giulia è stato calcolato utilizzando come riferimento l’investimento ammesso in graduatoria per la realizzazione della stazione di rifornimento di Porpetto (UD) in quanto più prossimo alla dimensione regionale.

11.1.4 Filiera dell’idrogeno rinnovabile

Le fonti consultate per la stima degli investimenti da destinare alla filiera dell’idrogeno rinnovabile sono rappresentate dal documento pubblicato dal European Hydrogen Observatory nel 2023, a cui si aggiunge l’analisi dei progetti sostenuti nell’ambito dell’Investimento 3.1 “Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse (Hydrogen Valleys)” missione 2 componente 2 (M2C2) del PNRR. Con riferimento a quest’ultimo strumento è stato in particolare considerato l’investimento per la realizzazione

dell'Hydrogen Hub di Trieste, sviluppato nell'ambito del progetto Horizon Europe North Adriatic Hydrogen Valley (NAHV), che prevede l'installazione di un impianto di elettrolisi in buona parte sostenuto dall'energia prodotta da un parco fotovoltaico.

11.1.5 Settore forestale e utilizzo delle biomasse

La quantificazione degli investimenti nel settore forestale e dell'utilizzo di biomasse in impianti di teleriscaldamento è basata sull'analisi dei risultati dei bandi regionali per la concessione di contributi emanati nel periodo 2018-2023. In particolare, gli strumenti analizzati sono:

- L.R. n.9/2007 "Norme in materia di risorse forestali" per la stima del costo medio per unità di superficie, per la stesura di Bandi di Gestione Forestale.
- D.P.Reg. n. 57/2003 "Regolamento recante modalità e criteri per la concessione di contributi per interventi di viabilità forestale" per la stima del costo medio per unità di lunghezza per la realizzazione di infrastrutture forestali.
- L.R. n.25/2016 e relativo Regolamento approvato con delibera n.2038 del 2017 per la stima del costo medio di realizzazione o di allacciamento a reti di teleriscaldamento a biomasse.

Le risorse in-kind necessarie a supportare l'attuazione del Piano sono stata calcolate, in sinergia con gli uffici regionali preposti, sulla base delle esperienze pregresse in materia di gestione di appalti pubblici e bandi. Sono stati a tal fine selezionati e analizzati a campione alcuni procedimenti al fine di calcolare l'impegno di risorse umane in ore. Il risultato è stato convertito in Unità di Lavoro Anno (ULA)¹³⁹ e rappresenta il numero di lavoratori occupati a tempo pieno per un anno. Frazioni di ULA vanno intese come occupazione part time o per frazione di anno.

Con riferimento ai valori riportati di per singola azione si premette che:

- Tutti i valori sono espressi in ULA e sono parametrati all'anno solare. Il calcolo è effettuato considerando 220 giorni lavorativi in un anno e 40 ore settimanali;
- Per ciascuna azione è riportato il tempo stimato di attuazione.
- Le ULA totali necessarie all'attuazione del Piano per l'intera durata possono essere ottenute moltiplicando le ULA di ciascuna azione per la durata della stessa.

¹³⁹ Unità lavoro anno (ULA): Unità di misura che corrisponde al numero di lavoratori subordinati occupati a tempo pieno per un anno; il lavoro a tempo parziale e il lavoro stagionale sono frazioni di ULA.

11.2 Risultati per azione di Piano

Azione	01.1 Realizzare una configurazione pilota	
Obiettivo di piano	Diffondere le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile	
Obiettivo generale	Sviluppare sistemi di generazione distribuita	
Descrizione	La Regione intende favorire lo sviluppo di Configurazioni di Autoconsumo di Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER). A tal fine si impegna a coinvolgere una pluralità di soggetti per realizzare una configurazione pilota e a progettare e costruire impianti di produzione di energia elettrica da FER a servizio di una configurazione stessa. Il progetto vuole essere un'occasione di replicabilità del modello	
TARGET		UdM
Target 2030	0,8	MW installati
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	2.000	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	1,8	ULA/anno
Impegno economico	83	Migliaia di €

Azione	01.2 Concedere contributi per la diffusione delle configurazioni	
Obiettivo di piano	Diffondere le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile	
Obiettivo generale	Sviluppare sistemi di generazione distribuita	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive volte alla diffusione delle Configurazioni di Autoconsumo di Condivisione dell'Energia Rinnovabile	
TARGET		UdM
Target 2030	9,0	MW installati
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	7.220	Migliaia di €
Capex-privato	10.830	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	1,0	ULA/anno
Impegno economico	220	Migliaia di €

Azione	02.1 Concedere contributi per la diffusione dell'autoconsumo collettivo	
Obiettivo di piano	Diffondere l'autoconsumo	
Obiettivo generale	Sviluppare sistemi di generazione distribuita	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive volte alla diffusione di impianti di produzione di energia da FER finalizzati all'autoconsumo	
TARGET		UdM
Target 2030	500	MW installati
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	405.000	Migliaia di €
Capex-privato	607.500	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	7,6	ULA/anno
Impegno economico	1.242	Migliaia di €

Azione	03.1 Promuovere sinergie tra TSO e DSO relativi alla trasmissione e distribuzione dell'elettricità	
Obiettivo di piano	Sviluppare e salvaguardare le reti	
Obiettivo generale	Garantire la continuità di servizio	
Descrizione	La Regione promuove e facilita il dialogo tra TSO e DSO tramite tavoli periodici di confronto al fine di analizzare tematiche comuni derivanti dall'evoluzione dello scenario energetico caratterizzato dall'elettrificazione dei consumi	
TARGET		UdM
Target 2030	8	Nr eventi
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	0	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,1	ULA/anno
Impegno economico	32	Migliaia di €

Azione	03.2 Promuovere sinergie tra TSO e DSO relativi alla trasmissione e distribuzione del gas naturale	
Obiettivo di piano	Sviluppare e salvaguardare le reti	
Obiettivo generale	Garantire la continuità di servizio	
Descrizione	La Regione promuove e facilita il dialogo tra TSO e DSO tramite tavoli periodici di confronto al fine di analizzare tematiche comuni derivanti dall'evoluzione dello scenario energetico caratterizzato da nuovi mix energetici e da variazioni di flussi	
TARGET		UdM
Target 2030	8	Nr eventi
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	0	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,1	ULA/anno
Impegno economico	32	Migliaia di €

Azione	04.1 Analizzare soluzioni alternative di approvvigionamento delle aree non metanizzate	
Obiettivo di piano	Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas	
Obiettivo generale	Garantire l'accesso all'energia	
Descrizione	Al fine di identificare soluzioni alternative di approvvigionamento, la Regione svolge uno studio delle aree non metanizzate analizzandone le caratteristiche socio-economiche e le necessità energetiche	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	171	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	1,0	ULA/anno
Impegno economico	21	Migliaia di €

Azione	05.1 Concedere contributi ai cittadini per l'installazione di impianti solari termici	
Obiettivo di piano	Ridurre la povertà energetica	
Obiettivo generale	Garantire l'accesso all'energia	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per l'installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria	
TARGET		UdM
Target 2030	4.500	Migliaia di €
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	4.500	Migliaia di €
Capex-privato	10.500	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	50	Migliaia di €

Azione	05.2 Concedere contributi ai cittadini per la realizzazione degli allacciamenti alle reti esistenti di teleriscaldamento	
Obiettivo di piano	Ridurre la povertà energetica	
Obiettivo generale	Garantire l'accesso all'energia	
Descrizione	Al fine di massimizzare l'utilizzo a cascata delle biomasse locali e dei cascami termici dei settori <i>hard to abate</i> , la Regione predispone linee contributive rivolte all'allacciamento alle reti di teleriscaldamento esistenti	
TARGET		UdM
Target 2030	120	Nr allacci
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	83	Migliaia di €
Capex-privato	68	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	94	Migliaia di €

Azione	05.3 Avviare azioni a sostegno delle fasce della popolazione economicamente svantaggiate	
Obiettivo di piano	Ridurre la povertà energetica	
Obiettivo generale	Garantire l'accesso all'energia	
Descrizione	La Regione propone l'applicazione di misure trasversali quali ad esempio, l'inserimento nei bandi di criteri premiali e modalità dedicate	
TARGET		UdM
Target 2030	4	Nr bandi
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	0	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,0	ULA/anno
Impegno economico	5	Migliaia di €

Azione	06.1 Concedere contributi per la redazione dei PAESC	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione concede contributi ai Comuni per la redazione dei Piani d'azione per l'energia sostenibile e il clima. La Regione favorisce la pianificazione congiunta tra più Comuni	
TARGET		UdM
Target 2030	100	Nr comuni
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	1.000	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	117	Migliaia di €

Azione	06.2 Avviare un programma di analisi energetiche sul patrimonio pubblico dell'Amministrazione Regionale	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	Al fine di conoscere lo stato degli immobili del patrimonio dell'Amministrazione e di programmarne la gestione dal punto di vista energetico, la Regione effettua le analisi energetiche dei propri edifici	
TARGET		UdM
Target 2030	80	Nr edifici
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	468	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	1,2	ULA/anno
Impegno economico	83	Migliaia di €

Azione	06.3 Riqualificare energeticamente gli edifici dell'Amministrazione Regionale	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	A seguito dei risultati ottenuti tramite le analisi energetiche sul patrimonio dell'Amministrazione, la Regione avvia un programma di riqualificazione energetica dei propri edifici	
TARGET		UdM
Target 2030	8.000	Migliaia di €
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	8.000	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	1,8	ULA/anno
Impegno economico	332	Migliaia di €

Azione	07.1 Concedere contributi per l'efficientamento dell'involucro edilizio	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei cittadini	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive finalizzate al conseguimento del risparmio energetico tramite interventi di efficientamento dell'involucro edilizio	
TARGET		UdM
Target 2030	-28	GWh
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	25.869	Migliaia di €
Capex-privato	60.362	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	94	Migliaia di €

Azione	07.2 Concedere contributi per la sostituzione dei sistemi di generazione degli impianti termici	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei cittadini	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per la sostituzione di generatori di calore, macchine frigorifere e sistemi di produzione di acqua calda sanitaria esistenti con apparecchi aventi rendimenti e caratteristiche tecniche superiori, preferibilmente alimentati da FER o da sorgente ibrida	
TARGET		UdM
Target 2030	6.000	Migliaia di €
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	2.400	Migliaia di €
Capex-privato	3.600	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	94	Migliaia di €

Azione	08.1 Concedere contributi per la redazione di diagnosi energetiche	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi delle imprese	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	Al fine di permettere alle imprese una maggiore conoscenza degli aspetti energetici della propria attività e di efficientare i propri processi produttivi prevedendo un cronoprogramma di interventi mirati, la Regione predispone linee contributive per la redazione di diagnosi energetiche	
TARGET		UdM
Target 2030	2.400	Migliaia di €
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	2.400	Migliaia di €
Capex-privato	600	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	94	Migliaia di €

Azione	08.2 Concedere contributi per efficientamento energetico delle imprese	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi delle imprese	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per interventi che favoriscano la riduzione dei consumi ed una maggiore resilienza dei processi produttivi	
TARGET		UdM
Target 2030	-295	GWh
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	50.000	Migliaia di €
Capex-privato	75.000	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	110	Migliaia di €

Azione	08.3 Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da FER	
Obiettivo di piano	Ridurre i consumi delle imprese	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per la produzione e l'autoconsumo di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili, nonché per la predisposizione di sistemi di stoccaggio	
TARGET		UdM
Target 2030	200	MW
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	71.572	Migliaia di €
Capex-privato	77.178	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	125	Migliaia di €

Azione	09.1 Revisionare il Piano Regionale per la Mobilità Elettrica	
Obiettivo di piano	Elettrificare i consumi	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione si impegna a revisionare il Piano regionale della mobilità elettrica per il Friuli Venezia Giulia (PReME_FVG), approvato con propria deliberazione n.2674/2017, con particolare attenzione alla rete di ricarica ed ai sistemi di trasporto condiviso di persone, quali il car sharing e il bike sharing	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	98	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	21	Migliaia di €

Azione	09.2 Introdurre mezzi elettrici nel Trasporto Pubblico Locale	
Obiettivo di piano	Elettrificare i consumi	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione sostiene la sostituzione della flotta di trasporto pubblico a combustione interna con mezzi elettrici, al fine di affrancarsi dalle fonti fossili e ridurre le emissioni climalteranti	
TARGET		UdM
Target 2030	174	Nr mezzi
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	101.408	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,0	ULA/anno
Impegno economico	0	Migliaia di €

Azione	09.3 Realizzare impianti FER per i porti di competenza Regionale per il fabbisogno del cold ironing	
Obiettivo di piano	Elettrificare i consumi	
Obiettivo generale	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	
Descrizione	La Regione si impegna a realizzare impianti di produzione di energia elettrica da FER per soddisfare il fabbisogno derivante dall'elettrificazione delle banchine dei porti di competenza regionale	
TARGET		UdM
Target 2030	1,3	MW
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	7.800	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	21	Migliaia di €

Azione	10.1 Digitalizzare le procedure amministrative in materia energetica	
Obiettivo di piano	Semplificare le procedure autorizzative	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione si impegna a digitalizzare le procedure autorizzative al fine di semplificare le modalità di richiesta per il proponente, permettere il contenimento delle tempistiche ed il monitoraggio della potenza installata, nonché ottenere un data base costantemente aggiornato, georeferenziato e facilmente consultabile	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	500	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	1,6	ULA/anno
Impegno economico	96	Migliaia di €

Azione	11.1 Concedere contributi per la redazione di strumenti di pianificazione forestale	
Obiettivo di piano	Sviluppare la filiera delle biomasse legnose	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per la redazione e la revisione dei Piani di gestione forestale e delle Schede forestali al fine di consolidare e diffondere la programmazione della gestione delle proprietà forestali, secondo criteri tali da garantire la gestione sostenibile delle foreste, anche ai fini energetici	
TARGET		UdM
Target 2030	61.613	ha
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	3.000	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	94	Migliaia di €

Azione	11.2 Concedere contributi per la realizzazione di infrastrutture forestali	
Obiettivo di piano	Sviluppare la filiera delle biomasse legnose	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per la realizzazione di infrastrutture forestali nelle aree dotate di piani di gestione delle foreste o di schede forestali, eseguite con criteri di gestione sostenibile delle foreste, al fine di garantire l'approvvigionamento della risorsa naturale	
TARGET		UdM
Target 2030	2.161	km
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	280.000	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	110	Migliaia di €

Azione	11.3 Concedere contributi per la realizzazione di impianti di teleriscaldamento a biomasse legnose	
Obiettivo di piano	Sviluppare la filiera delle biomasse legnose	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per l'installazione di centraline a biomasse e per il potenziamento di quelle esistenti, nonché per la realizzazione delle relative reti di teleriscaldamento, o per l'estensione di reti esistenti alimentate da centraline a biomassa o per la realizzazione di nuovi allacciamenti a reti alimentate da centraline a biomassa	
TARGET		UdM
Target 2030	5.000	Migliaia di €
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	5.000	Migliaia di €
Capex-privato	4.822	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	125	Migliaia di €

Azione	12.1 Valorizzare l'utilizzo degli scarti agricoli a scopo energetico	
Obiettivo di piano	Promuovere la produzione energetica delle imprese agricole	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	Al fine di condividere le buone pratiche di utilizzo dei residui della lavorazione di prodotti agricoli a scopo energetico e per promuovere lo sviluppo di filiere energetiche locali, la Regione facilita il dialogo tra le aziende agricole e quelle del settore energetico, analizzando le criticità e valorizzando le opportunità	
TARGET		UdM
Target 2030	12	Nr eventi
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	0	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,2	ULA/anno
Impegno economico	38	Migliaia di €

Azione	12.2 Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da FER	
Obiettivo di piano	Promuovere la produzione energetica delle imprese agricole	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione predispose linee contributive per la realizzazione di impianti agrivoltaici e agrivoltaici avanzati tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i settori	
TARGET		UdM
Target 2030	100	MW
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	43.000	Migliaia di €
Capex-privato	64.500	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	94	Migliaia di €

Azione	13.1 Predisporre il programma per lo sviluppo dell'ecosistema regionale dell'idrogeno	
Obiettivo di piano	Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione si impegna a predisporre un documento di programmazione operativa per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno valorizzando gli aspetti socio-economici generati da questa nuova fonte di indotto economico	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	18	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	21	Migliaia di €

Azione	13.2 Introdurre mezzi a idrogeno nel Trasporto Pubblico Locale	
Obiettivo di piano	Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione sostiene la sostituzione della flotta di trasporto pubblico a combustione interna con mezzi a idrogeno, al fine di affrancarsi dalle fonti fossili e ridurre le emissioni climalteranti	
TARGET		UdM
Target 2030	25	Nr nuovi mezzi
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	22.340	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,0	ULA/anno
Impegno economico	0	Migliaia di €

Azione	13.3 Concedere contributi per la realizzazione di stazioni di rifornimento per mezzi a idrogeno	
Obiettivo di piano	Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	Al fine di supportare la transizione anche attraverso la mobilità pubblica e privata, la Regione predispone linee contributive per la realizzazione di stazioni di rifornimento per mezzi a idrogeno per garantire una maggiore copertura del servizio	
TARGET		UdM
Target 2030	6	Nr nuove stazioni
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	7.920	Migliaia di €
Capex-privato	11.880	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,6	ULA/anno
Impegno economico	79	Migliaia di €

Azione	13.4 Concedere contributi per la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno	
Obiettivo di piano	Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno comprensivi degli impianti di produzione di energia elettrica da FER, accumulatori ed elettrolizzatori	
TARGET		UdM
Target 2030	800	t H ₂ /anno
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	12.088	Migliaia di €
Capex-privato	18.132	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,9	ULA/anno
Impegno economico	262	Migliaia di €

Azione	13.5 Concedere contributi alle imprese per sostenere i costi di investimento dell'idrogeno	
Obiettivo di piano	Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione predispone linee contributive per sostenere i costi dell'uso di idrogeno rinnovabile ai fini dell'inserimento dello stesso nelle catene produttive e nelle filiere logistiche	
TARGET		UdM
Target 2030	10.000	Migliaia di €
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	4.000	Migliaia di €
Capex-privato	6.000	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	125	Migliaia di €

Azione	14.1 Predisporre delle linee guida per l'esplorazione e la ricerca delle risorse geotermiche profonde disponibili sul territorio regionale	
Obiettivo di piano	Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FE)	
Descrizione	La Regione si impegna a predisporre delle linee guida per l'esplorazione e la ricerca delle risorse geotermiche profonde allo scopo di localizzare la risorsa e individuarne il potenziale d'uso	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	18	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	21	Migliaia di €

Azione	14.2 Effettuare analisi costi/benefici della geotermia a bassa entalpia	
Obiettivo di piano	Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione si impegna ad effettuare un'analisi costi/benefici della geotermia a bassa entalpia a ciclo chiuso e aperto su acque dolci, di mare e salmastre	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	12	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,5	ULA/anno
Impegno economico	21	Migliaia di €

Azione	14.3 Realizzare un registro regionale dei sistemi geotermici	
Obiettivo di piano	Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	In applicazione all'art. 1 del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, la Regione elabora il registro regionale dei sistemi geotermici al fine di creare un portale interattivo	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	50	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,1	ULA/anno
Impegno economico	6	Migliaia di €

Azione	14.4 Effettuare analisi di fattibilità degli impianti eolici	
Obiettivo di piano	Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione predispone uno studio di fattibilità per localizzare la risorsa eolica, individuarne il potenziale d'uso e identificare le tecnologie che meglio si adattano alle peculiarità del territorio	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	85	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,1	ULA/anno
Impegno economico	12	Migliaia di €

Azione	14.5 Valutazione del potenziale di installazione di impianti fotovoltaici nelle aree già impermeabilizzate	
Obiettivo di piano	Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	Tramite un'analisi delle aree urbanizzate del territorio, la Regione predispone una mappatura delle coperture e delle aree già antropizzate al fine di valutare le superfici per l'installazione di impianti fotovoltaici, rispondendo all'esigenza di contenimento del consumo di suolo	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	0	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,2	ULA/anno
Impegno economico	14	Migliaia di €

Azione	14.6 Valutare gli effetti del cambiamento climatico sulla produzione di energia idroelettrica	
Obiettivo di piano	Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili	
Obiettivo generale	Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)	
Descrizione	La Regione valuta la correlazione tra gli scenari di cambiamento climatico e la possibile evoluzione della disponibilità della risorsa idrica ai fini della produzione energetica, individuando soluzioni di mitigazione e adattamento	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	31	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,1	ULA/anno
Impegno economico	12	Migliaia di €

Azione	15.1 Supportare le relazioni tra i soggetti interessati a configurazioni di autoconsumo	
Obiettivo di piano	Favorire un senso di aggregazione e comunità	
Obiettivo generale	Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	
Descrizione	La Regione predispone un portale informativo per favorire il contatto, il dialogo e lo scambio di informazioni tra i soggetti interessati a configurazioni di autoconsumo	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	50	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,0	ULA/anno
Impegno economico	12	Migliaia di €

Azione	15.2 Avviare progettualità in ambito energetico con finalità aggregative e informative	
Obiettivo di piano	Favorire un senso di aggregazione e comunità	
Obiettivo generale	Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	
Descrizione	Al fine di sviluppare una maggior consapevolezza del ruolo centrale dei cittadini nella transizione energetica, la Regione avvia processi partecipativi per attuare progetti pilota quali occasioni di sviluppo di pratiche virtuose e replicabili di produzione e consumo dell'energia	
TARGET		UdM
Target 2030	100.000	Nr cittadini coinvolti
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	194	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,9	ULA/anno
Impegno economico	111	Migliaia di €

Azione	16.1 Avviare uno sportello unico di informazione e assistenza tecnica al cittadino	
Obiettivo di piano	Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini	
Obiettivo generale	Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	
Descrizione	Al fine di fornire supporto ai cittadini, la Regione mette a disposizione uno sportello unico per attività di assistenza tecnica e informazione sulle tematiche energetiche, e sull'accesso a contributi e incentivi	
TARGET		UdM
Target 2030	presente	-
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	72	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,2	ULA/anno
Impegno economico	12	Migliaia di €

Azione	16.2 Sviluppare attività di sensibilizzazione e informazione	
Obiettivo di piano	Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini	
Obiettivo generale	Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	
Descrizione	La Regione avvia attività di sensibilizzazione e informazione coinvolgendo il più ampio pubblico	
TARGET		UdM
Target 2030	500.000	Nr cittadini coinvolti
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	32	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,4	ULA/anno
Impegno economico	128	Migliaia di €

Azione	16.3 Realizzare corsi di formazione	
Obiettivo di piano	Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini	
Obiettivo generale	Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	
Descrizione	La Regione attiva percorsi formativi e percorsi di alta formazione per nuove figure professionali o di <i>reskilling</i> di persone già occupate, al fine di soddisfare la richiesta delle nuove professionalità necessarie per lo sviluppo della transizione ecologica	
TARGET		UdM
Target 2030	10	Nr corsi
INDICATORI FINANZIARI		UdM
Capex-contributo pubblico	308	Migliaia di €
Capex-privato	0	Migliaia di €
RISORSE UMANE		UdM
Risorse umane	0,4	ULA/anno
Impegno economico	128	Migliaia di €

11.2.1 Sintesi

La realizzazione dello scenario di Piano porta ad un ammontare complessivo di investimenti stimato in 2 miliardi di euro al 2030. Il 52% degli investimenti sono collegati all'incremento della sicurezza energetica mentre il restante 48% alla indipendenza energetica.

Le risorse pubbliche dedicate al raggiungimento degli obiettivi di Piano ammontano complessivamente a 1,1 miliardi di euro a fronte di 0,9 miliardi di euro di investimenti privati.

Il 39% delle risorse pubbliche sono destinate a favorire l'incremento della sicurezza energetica mentre il restante 61% supportano il processo di indipendenza energetica.

Ulteriori risorse pubbliche sono destinate alla copertura dei costi delle risorse in-kind dedicate alla gestione delle azioni. Per l'attuazione del piano è stimato un impegno di risorse umane pari in media a 18 ULA ogni anno, con impegni variabili negli anni in funzione delle azioni avviate. I costi stimati a copertura delle risorse in-kind per l'intero periodo di programmazione ammonta a complessivi 4,4 milioni di euro.

Investimenti			Risorse in-kind		
Contributo pubblico	Investimento privato	Totale	Unità di Lavoro Anno	Durata	Impegno economico
Milioni di €	Milioni di €	Milioni di €	ULA/anno	Anni	Milioni di €
1.070	950	2.020	18	6	4,4

Si riportano nella tabella gli investimenti previsti e le risorse in-kind destinate all'attuazione del Piano e al perseguimento degli obiettivi al 2030, suddivisi per azione.

Macro-obiettivo	Obiettivo generale	Obiettivo di Piano	Azione	Contributo pubblico	Investimento privato	Risorse umane in-kind			
				CAPEX	CAPEX	ULA/anno	anni	Migliaia di €	
			n	Migliaia di €	Migliaia di €				
SICUREZZA ENERGETICA	Sviluppare sistemi di generazione distribuita	Diffondere le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile	01.1	2.000	0	1,8	1	83	
			01.2	7.220	10.830	1,0	4	220	
		Diffondere l'autoconsumo	02.1	405.000	607.500	7,6	4	1.242	
	Garantire la continuità di servizio	Sviluppare e salvaguardare le reti	03.1	0	0	0,1	6	32	
			03.2	0	0	0,1	6	32	
	Garantire l'accesso all'energia	Garantire l'approvvigionamento energetico alle zone non servite dalla rete del gas	04.1	171	0	1,0	0,5	21	
			Ridurre la povertà energetica	05.1	4.500	10.500	0,6	4	50
			05.2	83	68	0,6	4	94	
			05.3	0	0	0,0	6	5	
	INDIPENDENZA ENERGETICA	Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti	Ridurre i consumi della Pubblica Amministrazione	06.1	1.000	0	0,5	5,5	117
06.2				468	0	1,2	1,5	83	
06.3				8.000	0	1,8	4	332	
			Ridurre i consumi ed efficientare gli impianti dei cittadini	07.1	25.869	60.362	0,6	4	94
				07.2	2.400	3.600	0,6	4	94
			Ridurre i consumi delle imprese	08.1	2.400	600	0,6	4	94
				08.2	50.000	75.000	0,5	5	110
				08.3	71.572	77.178	0,5	6	125
			Elettrificare i consumi	09.1	98	0	0,5	1	21
			09.2	101.408	0	0,0	6	0	
			09.3	7.800	0	0,5	1	21	
Incrementare la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)		Semplificare le procedure autorizzative	10.1	500	0	1,6	1,5	96	
			Sviluppare la filiera delle biomasse legnose	11.1	3.000	0	0,6	4	94
				11.2	280.000	0	0,5	5	110
		11.3		5.000	4.822	0,5	6	125	
		Promuovere la produzione energetica delle imprese agricole	12.1	0	0	0,2	5,5	38	
			12.2	43.000	64.500	0,6	4	94	
		Sviluppare un ecosistema regionale basato sull'intera filiera di idrogeno rinnovabile	13.1	18	0	0,5	1	21	
			13.2	22.340	0	0,0	4,5	0	
			13.3	7.920	11.880	0,6	3	79	
	13.4		12.088	18.132	0,9	6	262		
	13.5		4.000	6.000	0,5	6	125		
	Valorizzare le fonti energetiche rinnovabili	14.1	18	0	0,5	1	21		
		14.2	12	0	0,5	1	21		
		14.3	50	0	0,1	1	6		
14.4		85	0	0,1	1,5	12			
14.5		0	0	0,2	1,5	14			
14.6		31	0	0,1	1,5	12			
Promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica	Favorire un senso di aggregazione e comunità	15.1	50	0	0,0	6	12		
		15.2	194	0	0,9	3	111		
	Aumentare la consapevolezza e ampliare le possibilità di scelta dei cittadini	16.1	72	0	0,2	1	12		
		16.2	32	0	0,4	6	128		
		16.3	308	0	0,4	6	128		

Capitolo 12. Linee di indirizzo per la Comunicazione del Piano

Il Piano Energetico Regionale definisce importanti scelte strategiche che impegnano, fino al 2030 e con un'ulteriore prospettiva di completa decarbonizzazione al 2045, l'intera Regione ed hanno una ricaduta sugli interessi dei cittadini, delle famiglie, dei portatori di interessi e delle imprese.

È del tutto evidente che nella costruzione di un Piano Energetico Regionale, è necessario coinvolgere i cittadini nelle scelte relative alle trasformazioni territoriali, ed in particolare, relative alle politiche energetiche e, successivamente, mantenerlo informato sui progressi e l'attuazione del piano stesso. Il tema energetico, infatti, per il suo strettissimo legame con le problematiche ambientali, è fra quelli che con sempre più frequenza sono fonte della diffusione di conflitti, il cui costo è crescente, sia sul piano economico che su quello sociale. Pertanto, la funzione della comunicazione in ordine alla governabilità ed alla costruzione del consenso, in un'ottica di coinvolgimento dei cittadini in questo tipo di scelte, risulta determinante. Attività che risulta strettamente legata alla conoscenza dei singoli territori, delle loro specificità e dei loro abitanti, e per quanto riguarda questi ultimi alla comprensione dell'immagine condivisa che essi ne hanno e delle loro propensioni riguardo il loro uso.

Il processo di definizione del nuovo Piano Energetico Regionale prevede un coinvolgimento attivo dei cittadini, che si suddivide in due fasi principalmente: una prima "fase partecipativa" in cui si attiva un processo di consultazione pubblica con Associazioni/Parti sociali/Altri stakeholders al fine di raccogliere osservazioni e concertare l'accoglimento delle stesse in un processo bottom-up, ed una "fase divulgativa" in cui si segue e si condivide con i cittadini l'avanzamento delle attività di attuazione e monitoraggio del Piano Energetico Regionale, dando particolare rilievo alle informazioni relative all'avanzamento delle azioni poste in essere per il raggiungimento degli obiettivi della strategia energetica regionale e agli esiti del monitoraggio del Piano in termini di effetti sull'ambiente e sul contesto socio-economico.



Figura 12.1 Redazione del PER: comunicazione

12.1 Confronto e partecipazione

Nella prima fase confronto e partecipazione, gli attori pubblici e privati sono chiamati a contribuire alla stesura dei contenuti e delle linee d'indirizzo. La fase partecipativa nella redazione del piano energetico

è di fondamentale importanza per garantire che il piano rifletta le esigenze e le prospettive di diverse parti interessate. Coinvolgere le persone e le organizzazioni pertinenti nel processo decisionale può portare a un piano più equilibrato, efficace e accettato dalla comunità. I portatori di interesse vanno individuati e chiamati a partecipare e possono includere anche stakeholder con cui la Regione ha in corso attività di collaborazione e di partenariato.

I cluster su cui concentrarsi sono: enti pubblici, enti di ricerca e formazione, Università, imprese, associazioni di categoria, liberi professionisti, associazioni ambientaliste o di altra natura e sindacati. Gli stakeholder rappresentano un punto di vista eterogeneo sulla pianificazione energetica regionale. L'importanza della partecipazione degli stakeholders sta nel fatto che ciascun attore coinvolto nella pianificazione energetica ha esigenze, obiettivi e preoccupazioni diverse. Coinvolgere le parti interessate nella redazione del piano energetico regionale è un processo cruciale per garantire una pianificazione sostenibile, equitativa e accettata. L'obiettivo principale del coinvolgimento delle parti interessate è quello di creare una pianificazione che risponda alle esigenze e alle aspettative della comunità, affrontando le sfide energetiche ed ambientali in modo sostenibile. Il coinvolgimento degli stakeholders contribuisce a garantire che il piano rifletta una vasta gamma di prospettive, integri conoscenze specializzate e promuova la collaborazione tra diversi attori. Non da ultimo, quando le persone si sentono coinvolte nel processo decisionale, aumenta la fiducia nella pianificazione regionale e la probabilità che il piano venga attuato in modo efficace.

Diversi sono i vantaggi derivanti da una partecipazione allargata alla redazione del PER, in sintesi i principali sono:

- Accettazione: quando le persone si sentono ascoltate e coinvolte nel processo decisionale, sono più inclini ad accettare e sostenere il piano.
- Competenza: le parti coinvolte apportano conoscenze specializzate e competenze che arricchiscono il processo di redazione del piano e possono contribuire a identificare soluzioni pratiche.
- Consenso: favorisce la creazione di reti di collaborazione e promuove il consenso tra gli attori coinvolti. Ciò può facilitare la successiva implementazione del piano, coinvolgendo diverse organizzazioni e individui nel raggiungimento degli obiettivi regionali.
- Riduzione dei conflitti: il coinvolgimento delle parti fin dalle prime fasi del processo di redazione del piano può aiutare a prevenire potenziali conflitti e a identificare soluzioni condivise.

Il percorso partecipativo prevede, come riportato nella figura sottostante, le seguenti milestones:

1. Individuazione degli stakeholder sulla base della lista compilata in accordo con i referenti regionali.
2. Definizione dei 3 Focus Tematici Efficienza Energetica, Fonti energetiche regionali e Mobilità e della tematica trasversale Formazione e Ricerca
3. Organizzazione di giornate di incontro con i portatori di interesse sui singoli focus tematici con l'individuazione dei relatori e coordinatori, la predisposizione dell'agenda, la gestione dell'evento e la redazione del resoconto delle singole giornate.
4. Ricezione dei contributi e delle proposte dagli stakeholder.
5. Elaborazione, condivisione e validazione dei contributi.



Figura 12.2 Step del percorso partecipativo

L'attuazione di questo percorso è l'occasione per costituire una rete di contatti utile a definire un "Networking permanente" per favorire la partecipazione e il coinvolgimento delle parti durante le fasi di implementazione e monitoraggio del Piano Energetico Regionale. L'avvio del percorso partecipativo è stato formalizzato con un evento di kick-off in presenza. Si è trattato di un evento istituzionale, aperto al pubblico, che ha introdotto il quadro strategico regionale e i tre focus tematici.

Individuazione degli stakeholder

Si riporta la lista degli stakeholder coinvolti, scaturita dagli incontri del coordinamento Regione FVG-ENEA. La Regione potrà aggiornare ed integrare i soggetti da coinvolgere nel percorso partecipativo in corso d'opera.

1. Ministero dell'Ambiente e Sicurezza Energetica
2. Ministero della cultura - Soprintendenza Archeologia, belle arti e paesaggio del Friuli Venezia Giulia
3. Autorità di bacino distrettuale delle Alpi Orientali

Regione FVG (Direzione centrale difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibile, Direzione centrale infrastrutture e territorio, Direzione centrale risorse agroalimentari, forestali e ittiche, Direzione salute, politiche sociali e disabilità, Direzione centrale attività produttive e turismo, Direzione centrale patrimonio, demanio, servizi generali e sistemi informativi);

4. Comuni del Friuli Venezia Giulia;
5. Comunità collinari e di montagna (Comunità di montagna della Carnia, Comunità di montagna della Canal del Ferro e Valcanale, Comunità di montagna del Gemonese, Comunità di montagna destra Tagliamento e Dolomiti friulane, Comunità di montagna Natisone e Torre, Comunità di montagna Prealpi friulane orientali, Comunità di montagna Dolomiti friulane, cavallo e Cansiglio, Comunità collinare del Friuli)
6. Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente;
7. Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale;
8. Aziende per i servizi sanitari (Azienda sanitaria universitaria Giuliano Isontina ASU GI, Azienda sanitaria universitaria Friuli Centrale ASU FC, Azienda sanitaria Friuli Occidentale AS FO)

9. Enti gestori di aree protette (Riserva Naturale Forra del Cellina, Riserva Naturale Lago di Cornino; Riserva Naturale Valle Canal Novo, Riserva Naturale Foci dello Stella, Riserva Naturale Valle Cavanata, Riserva Naturale Foce dell'Isonzo, Riserva Naturale Laghi di Doberdò e Pietrarossa, Riserva Naturale Falesie di Duino, Riserva Naturale Monte Lanaro, Riserva Naturale Monte Orsario, Riserva Naturale Val Rosandra, Riserva Naturale Val Alba, Riserva Naturale delle Valli Grotari e Vulcan, Area Marina protetta di Miramare, Riserve naturali statali di Monte Cucco e di Rio Bianco, Ente Parco delle Dolomiti Friulane, Ente Parco delle Prealpi Giulie)
10. GSE
11. Terna S.p.A.
12. Confindustria Alto adriatico e Confindustria Udine;
13. Associazioni di categoria del settore energetico;
14. Università (Trieste e Udine)
15. Area Science Park – Trieste
16. Produttori di energia in FVG e DSO rete elettrica (Società Cooperativa Idroelettrica di Forni di Sopra S.c.r.l., SECAB Società Cooperativa, Idroelettrica Valcanale sas di M.G. Massarutto e C., AcegasApsAmga, e-distribuzione S.p.A.)
17. Sindacati

Tavoli tecnici con degli stakeholder

Il Percorso prevede l'organizzazione di Tavoli tecnici con stakeholder in grado di fornire dati utili alla definizione degli obiettivi di Piano, come per esempio una stima dei potenziali di settore.

I Tavoli tecnici, trattano i temi:

- Tavolo tecnico trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica
- Tavolo tecnico idrogeno
- Tavolo tecnico CER

Il Tavolo tecnico trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica ha visto la partecipazione di tutti i TSO e DSO operanti nel territorio regionale, ovvero, Terna S.p.A., Società Cooperativa Idroelettrica di Forni di Sopra S.c.r.l., SECAB Società Cooperativa, Idroelettrica Valcanale sas di M.G. Massarutto e C., AcegasApsAmga, e-distribuzione S.p.A.. Il tavolo è stata occasione per la definizione dell'importanza delle dorsali, da un punto di vista tecnico e di servizio alla comunità. Particolare attenzione è stata rivolta alle aree montane.

Il Tavolo tecnico idrogeno vede interessate varie Direzioni centrali della Regione assieme all'ambito delle Confindustrie, e della ricerca con la presenza dell'OGS e dell'Università di Trieste.

Il Tavolo tecnico CER ha visto il suo culmine in un evento aperto al pubblico con gli interventi tecnici di GSE, ARERA e ENEA e la condivisione delle esperienze delle CER del territorio, ovvero: Energia Nostra, CER S. Domenico di Udine, Università di Udine in collaborazione con il consorzio NIP, Coselag, CER E-Oikos, Part-Energy, CER Comune di Lignano, BIM tagliamento, Comune di Grado, CER Com'è.

Temi per Focus tematici

Sono stati selezionati quattro macro-temi di cui uno trasversale:

1. civile - efficienza Energetica

2. fonti di energia rinnovabile
3. mobilità
4. Formazione e Ricerca (tema trasversale presente in tutte le tre giornate).

Agli incontri, svolti il 19, 20 e 21 settembre 2023, sono stati invitati gli stakeholder individuati, per ogni tema specifico determinati attori prioritari hanno partecipato con specifici contributi.



Figura 12.3 Temi per focus tematici

Civile - Efficienza Energetica

Tra i temi trattati si riporta:

- riqualificazione energetica edifici e povertà energetica
- efficienza energetica nella PA Locale
- efficienza energetica dei processi industriali regionali

Sul tema "riqualificazione energetica degli edifici" tra gli stakeholder presenti si indicano: SNAM S.p.A., Terna S.p.A., e-distribuzione S.p.A., AcegasApaAmpga S.p.A., Università di Trieste, Confindustria Alto Adriatico, Ucit s.r.l., operatori nel settore dell'energia.



Figura 12.4 Temi per focus Efficienza Energetica

Fonti Energetiche Rinnovabili

Tra i temi trattati si riporta:

- idrogeno

- CER, teleriscaldamento
- fotovoltaico / agrivoltaico
- geotermia, pompe di calore

Sul tema "Fonti Energetiche Rinnovabili" tra gli stakeholder presenti si indicano: SNAM S.p.A., Terna S.p.A., e-distribuzione S.p.A., AcegasApaAmga S.p.A., Università di Trieste, Confindustria Alto Adriatico, Ucit s.r.l., operatori nel settore dell'energia.



Figura 12.5 Temi per focus FER

Mobilità

Tra i temi trattati si riporta:

- sviluppo del TPL.
- Elettrificazione dei porti.

Sul tema "Mobilità" tra gli stakeholder presenti si indicano: gestore unico TPL FVG, Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale, Terna, Università di Trieste.



Figura 12.6 Temi per focus Mobilità

Formazione e Ricerca

Questo focus è trasversale è stato compreso nella declinazione dei primi tre focus, coinvolgendo gli enti di ricerca, di formazione e delle università presenti sul territorio regionale, con lo scopo di agganciare percorsi formativi per tecnici e professionisti che facilitino la transizione energetica. Allo stesso tempo il

loro coinvolgimento può favorire il trasferimento tecnologico dal mondo della ricerca al mondo delle imprese.

Incontri su Focus tematici

Per ogni tema selezionato si sono svolte le seguenti attività:

- Individuazione dei relatori e coordinatori
- Predisposizione dell'agenda
- Registrazione partecipanti
- Promozione dell'evento (inviti, news su sito e social, ...)
- Condivisione della procedura di invio dei contributi e proposte
- Gestione dell'evento
- Supporto informatico per sala
- Logistica relatori
- Resoconto della giornata

12.2 Diffusione e disseminazione

Per assicurare una efficace attuazione del Piano Energetico Regionale vengono implementate delle campagne di comunicazione specifiche e dedicate alla divulgazione delle strategie individuate e all'avanzamento e monitoraggio delle attività del Piano Energetico Regionale, dando particolare rilievo alle ricadute sull'ambiente e sul contesto socioeconomico. Si dà molta importanza alla diffusione, in quanto, in mancanza di una comunicazione efficace delle fasi di attuazione, il piano rischia di rimanere solo un documento tecnico poco accessibile al grande pubblico, non sfruttando appieno il suo potenziale di coinvolgimento e sensibilizzazione.

Il target di riferimento è il cittadino, inteso come insieme che comprende sia il singolo sia le sue declinazioni in forma aggregata (associazioni, categorie, aziende), verso il quale sono indirizzate azioni finalizzate alla sua informazione e responsabilizzazione in tema di uso consapevole dell'energia.

Questa fase rappresenta un'opportunità unica per coinvolgere attivamente il pubblico, informarlo sugli sviluppi in corso e incoraggiarlo a partecipare attivamente al processo di cambiamento. Gli obiettivi generali sono:

- informare e sensibilizzare il pubblico sulle sfide e le opportunità che l'attuazione del piano comporta, creando una consapevolezza diffusa dell'importanza di adottare pratiche energetiche sostenibili;
- favorire la responsabilità condivisa. È importante puntare a creare una cultura di responsabilità condivisa tra il pubblico, le istituzioni e le parti interessate. Tramite la trasparenza e la rendicontazione degli sviluppi e dei risultati del piano energetico, si promuove un senso di responsabilità condivisa nell'implementazione delle azioni previste. Questo favorisce una maggiore accountability e incoraggia il pubblico a monitorare l'avanzamento del piano, partecipando attivamente al suo successo;
- motivare e promuovere azioni dei privati. Ispirare e motivare il pubblico a intraprendere azioni individuali e collettive a favore dell'uso consapevole dell'energia, dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale. Attraverso esempi di best practice, storie di successo e testimonianze di individui o comunità che hanno adottato misure sostenibili, si cerca di stimolare l'adozione di comportamenti virtuosi.

L'identificazione degli strumenti di comunicazione efficaci è essenziale per garantire una comunicazione coinvolgente e informativa nella fase attuativa:

- comunicazione digitale. In un'era in cui la maggior parte delle persone ha accesso a Internet e utilizza i dispositivi digitali, la comunicazione digitale rappresenta uno strumento potente ed efficiente. Questo include l'utilizzo di siti web dedicati al piano energetico regionale, newsletter e social media per diffondere informazioni, aggiornamenti e notizie relative all'attuazione del piano. La comunicazione digitale consente di raggiungere un vasto pubblico in modo rapido e di fornire contenuti interattivi, come sondaggi online o forum di discussione, per coinvolgere attivamente il pubblico;
- materiale informativo. La creazione di materiale informativo, come brochure, guide pratiche, infografiche e video esplicativi, è un modo efficace per trasmettere in modo chiaro e visivo le informazioni relative all'attuazione del piano energetico. Questi strumenti possono essere distribuiti durante incontri pubblici, eventi o attraverso canali digitali. L'utilizzo di un linguaggio semplice, grafiche accattivanti e una struttura organizzata aiuta a rendere i concetti complessi più accessibili e comprensibili per il pubblico;
- coinvolgimento dei media tradizionali, come la stampa, la televisione e la radio, svolgono ancora un ruolo significativo nella comunicazione di massa. Collaborare con i media per diffondere notizie, storie e reportage legati all'attuazione del piano energetico regionale può contribuire a sensibilizzare il pubblico su questioni cruciali legate all'energia e all'ambiente. La creazione di comunicati stampa mirati, interviste o partecipazione a servizi tv/radio possono aumentare l'attenzione e la consapevolezza del pubblico sull'attuazione del piano.

La promozione e diffusione sono supportati da:

1. sviluppo di una sezione specifica nel sito web regionale;
2. creazione immagine coordinata e logo del Piano;
3. conferenza stampa di presentazione del Piano.



Figura 12.7 Logo del Piano Energetico Regionale a cui è affiancata una specifica immagine coordinata

12.3 Sinergie con altre Direzioni centrali

Il Piano energetico trova la sua attuazione nell'attivazione di linee di indirizzo specifiche, che diventano azioni concrete che coinvolgono più direzioni centrali regionali.

Comunicare il Piano alle diverse Direzioni centrali dell'Amministrazione regionale, finalizzata ad un confronto sui principali contenuti, sulla condivisione dei dati e delle azioni, risulta fondamentale per creare quella sinergia della Regione in quanto istituzione, che permetta il raggiungimento degli obiettivi di Piano.

A tale scopo sono stati individuati più gruppi interni portatori di interessi rispetto agli obiettivi identificati e con questi sono state avviati dei confronti al fine di ottimizzare le risorse già attivate in ogni Direzione centrale e condividere gli indirizzi programmatici del Piano. Di seguito i gruppi regionali attivati per la condivisione e la finalizzazione delle azioni di Piano:

1. FER idrico
2. FER geologico
3. FER Fotovoltaico
4. FER rifiuti – produzione di biogas da impianti di digestione anaerobica, termovalorizzatori

5. FER foreste
6. FER agroalimentare (agrivoltaico, residui agricoli per energia)
7. Industrie – attività produttive, sviluppo economico locale, agenzia lavoro e impresa
8. Edilizia
9. Trasporti, mobilità lenta
10. Porti e intermodalità
11. Ricerca e istruzione
12. Paesaggio e Governo del Territorio
13. Valutazioni ambientali
14. Gruppo di lavoro interdirezionale idrogeno

Capitolo 13. Norme Tecniche di Attuazione

NORME TECNICHE DI ATTUAZIONE

Ai sensi della legge regionale 11 ottobre 2012, n. 19, articolo 5, comma 3, lettera g)

Articolo 1

(Finalità del Piano energetico regionale)

1. Il Piano energetico regionale (PER) costituisce atto di pianificazione della strategia energetica della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia. Esso è orientato al raggiungimento dell'autosufficienza e della sicurezza energetica del territorio regionale e al conseguimento dello sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, nel rispetto della tutela dell'ambiente, del paesaggio, nonché della salute umana, in linea con gli indirizzi internazionali, eurounitari e nazionali.

Articolo 2

(Contenuti)

1. Il PER recepisce gli indirizzi di cui alla Delibera di Giunta Regionale n. 2627 del 29 dicembre 2015 e contiene, relativamente al contesto regionale, l'analisi dei consumi, della produzione e della distribuzione di energia, gli scenari evolutivi, ivi compreso lo scenario di piano, gli obiettivi di piano e le azioni necessarie al loro raggiungimento.
2. Il PER, ai sensi dell'articolo 5, comma 3, della legge regionale 11 ottobre 2012, n. 19 recante "*Norme in materia di energia e distribuzione dei carburanti*", è composto dai seguenti documenti:
 - a) il documento di Piano corredato dal piano di monitoraggio, dal piano finanziario, dal piano di comunicazione e dalle Norme Tecniche di Attuazione;
 - b) il Rapporto Ambientale di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) contenente i documenti di cui all'articolo 17 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 recante "*Norme in materia ambientale*" nonché le informazioni sugli eventuali impatti transfrontalieri del PER di cui all'articolo 13, comma 5, lettera d), del decreto legislativo 152/2006;
 - c) la Sintesi non tecnica del Rapporto Ambientale.

Articolo 3

(Orizzonte temporale ed aggiornamento del Piano energetico regionale)

1. L'orizzonte temporale del PER è l'anno 2030; in coerenza con l'obiettivo di lungo termine di decarbonizzazione previsto dalla legge regionale 17 febbraio 2023, n. 4 "*FVGreen - Disposizioni per lo sviluppo sostenibile e la transizione ecologica del Friuli Venezia Giulia*", il PER è proiettato al 2045.
2. Il PER, nell'ottica del migliore coordinamento con gli strumenti della pianificazione e della programmazione regionale, è aggiornato dalla Giunta regionale con proprio atto almeno

ogni sei anni e può essere modificato in ogni tempo con decreto del Presidente della Regione ai sensi dell'articolo 5, comma 12, della legge regionale 19/2012.

3. L'aggiornamento e la modifica del PER sono proposti dalla Cabina di regia per la Strategia regionale per lo sviluppo sostenibile (di seguito "Cabina di regia") di cui al successivo articolo 9.

Articolo 4

(Principi del Piano energetico regionale)

1. Compatibilmente con il contesto socio-economico e morfologico del territorio regionale, la Regione persegue la una transizione energetica equa ed inclusiva.
2. La Regione promuove il passaggio da un sistema di produzione dell'energia di tipo centralizzato ad uno di tipo diffuso basato sulle fonti energetiche rinnovabili, ciò al fine di contribuire all'incremento della resilienza del sistema energetico regionale e alla riduzione della distanza geografica tra punti di produzione e punti di consumo.
3. Gli obiettivi del PER vengono realizzati secondo un metodo basato sulla preventiva raccolta di informazioni finalizzata al successivo compimento di azioni concrete, in base ad un approccio teso all'indagine della situazione di fatto per poter, in un secondo momento, agire consapevolmente.

Articolo 5

(Scenari regionali)

1. Il PER è redatto partendo dall'analisi di tre possibili scenari evolutivi al 2030 con proiezione al 2045:
 - a) Il primo (REF) si pone in continuità con le politiche energetiche fino ad ora attuate e indicate nel PNIEC 2019;
 - b) Il secondo (policy A) corrisponde alle traiettorie delle politiche definite dal PNIEC 2023;
 - c) Il terzo (policy B) recepisce gli obiettivi del piano REPowerEU della Commissione Europea.
2. La Regione stabilisce che lo scenario di piano da perseguire sia lo scenario B, in quanto l'unico che consenta il raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione del territorio regionale al 2045 come dichiarato nella legge regionale 4/2023.

Articolo 6

(Obiettivi e azioni di piano)

1. Il PER persegue i due macro - obiettivi della Sicurezza Energetica e dell'Indipendenza Energetica.
2. Per il raggiungimento di ciascuna delle finalità indicate al precedente comma 1, il PER definisce obiettivi generali con la funzione di circoscrivere i settori principali di intervento della Regione. Ogni obiettivo generale è declinato in diversi obiettivi di piano che definiscono nel dettaglio i singoli settori d'intervento del PER.
3. Gli obiettivi di piano vengono tradotti in azioni di piano, implementate per il raggiungimento dei due macro – obiettivi.
4. Le azioni di piano sono riconducibili alle seguenti categorie:

- h) interventi a regia regionale;
- i) programmi di attuazione;
- j) linee contributive;
- k) studi di settore;
- l) tavoli di lavoro,
- m) attività di formazione;
- n) attività di informazione e sensibilizzazione.

Articolo 7

(Soggetti attuatori)

1. In linea con quanto previsto dall'articolo 5, comma 4, della legge regionale 19/2012, gli obiettivi previsti dal PER assumono efficacia vincolante per tutti i soggetti pubblici e privati che esercitano le funzioni e le attività disciplinate dalla citata legge regionale, ivi comprese le società *in house* dell'amministrazione regionale.

Articolo 8

(Raggiungimento del *Burden Sharing*)

1. Il PER opera in coerenza con gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili individuati per le Regioni attraverso il *Burden Sharing* di cui all'articolo 2, comma 167, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (cd. Legge finanziaria 2008) e di cui al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012 (cd. Decreto *Burden Sharing*).
2. Con Decreto ministeriale in corso di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale ("bozza di Decreto Aree Idonee"), verrà stabilita la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province Autonome prevedendo che per la Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia tale obiettivo di potenza aggiuntiva sia fissato in 1.960 MW, inteso quale obiettivo di potenza complessiva da raggiungere al 2030 rispetto alla data del 31 dicembre 2020.

Articolo 9

(Governance e monitoraggio)

1. La Cabina di Regia, istituita con Delibera di Giunta Regionale 508 del 17 marzo 2023, funge da organismo permanente di coordinamento e indirizzo nell'attuazione del PER.
2. La Cabina di Regia, sulla base dei risultati del monitoraggio di piano, indica in qualsiasi momento eventuali modifiche che si rendano necessarie agli obiettivi, alle azioni, al cronoprogramma e al piano finanziario.
3. Ai fini dell'espletamento delle sue funzioni, la Cabina di regia si riunisce almeno una volta all'anno.
4. La Cabina di Regia è affiancata dal Tavolo di ricognizione e coordinamento delle attività in materia energetica (di seguito, "Tavolo energia"), istituito con Decreto del Direttore Generale n. 1452 del 21 aprile 2022 e successivamente prorogato ed aggiornato.
5. Il Tavolo energia funge da gruppo di lavoro interdirezionale e svolge funzioni operative di attuazione delle azioni di piano e di monitoraggio del loro stato di avanzamento, ai sensi del successivo comma 6. Il Tavolo energia fornisce alla Cabina di regia i dati sulla base dei quali la stessa svolge la propria attività di coordinamento e di indirizzo.

6. In linea con quanto previsto dall'articolo 5, comma 12, della legge regionale 19/2012, allo scopo di verificare l'attuazione delle azioni del piano e di valutarne l'efficacia rispetto agli obiettivi perseguiti, il PER è soggetto a un monitoraggio biennale ("monitoraggio del Piano") a cura del Tavolo energia.
7. Ai fini dell'espletamento delle sue funzioni, il Tavolo energia si riunisce almeno due volte all'anno.
8. Il Servizio transizione energetica regionale, in collaborazione con il Servizio valutazioni ambientali regionale, è competente allo svolgimento del monitoraggio ambientale previsto dall'articolo 18 del decreto legislativo 152/2006, che viene effettuato anche avvalendosi di ARPA FVG e con cadenza biennale ("monitoraggio ambientale").

Articolo 10

(Efficacia)

1. Il PER diventa efficace dal giorno di pubblicazione sul Bollettino Ufficiale della Regione del decreto di approvazione da parte del Presidente della Regione.

IL PRESIDENTE

IL SEGRETARIO GENERALE