

STRATEGIA ENERGETICA 2050 RAPPORTO DI MONITORAGGIO 2021

VERSIONE SINTETICA¹

¹ Comprendente dati perlopiù fino al 2020.



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Ufficio federale dell'energia UFE

INDICE

4 INTRODUZIONE

▶ 7 **TEMA** **CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA**

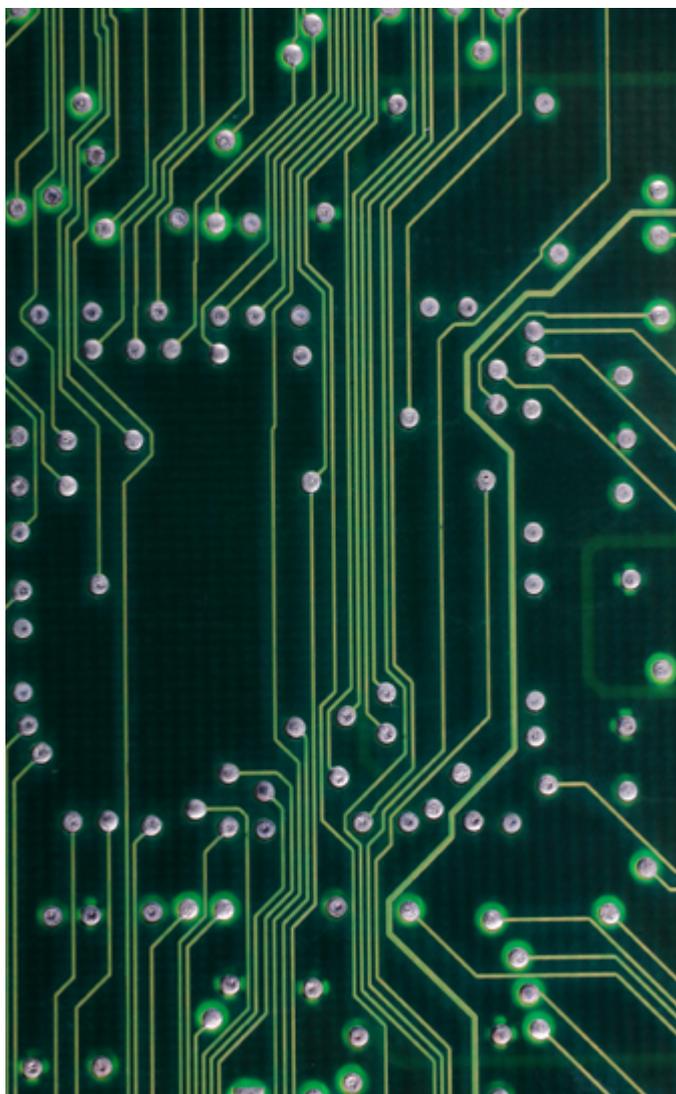
- 8 Consumo di energia finale pro capite annuo
- 10 Consumo elettrico pro capite annuo
- 12 Produzione elettrica da energie rinnovabili (senza energia idroelettrica)
- 13 Produzione idroelettrica

▶ 14 **TEMA** **SVILUPPO DELLE RETI**

- 15 Stadio e durata dei progetti concernenti la rete di trasmissione
- 25 Interramento di linee elettriche
- 27 Contatori intelligenti (smart meter)

▶ 28 **TEMA** **SICUREZZA DELL'APPROVVIGION- AMENTO**

- 29 Diversificazione dell'approvvigionamento energetico
- 30 Dipendenza dall'estero
- 31 Rapporti sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a breve-medio termine





INDICE

- ▶ **34 TEMA**
SPESE E PREZZI
 - 35 Spesa energetica del consumatore finale
 - 37 Confronto internazionale del prezzo dell'energia per i settori industriali

- ▶ **41 TEMA**
EMISSIONI DI CO₂
 - 42 Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico
 - 43 Emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore

- ▶ **45 TEMA**
RICERCA E TECNOLOGIA
 - 46 Spese del settore pubblico per la ricerca energetica

- ▶ **47 TEMA**
CONTESTO INTERNAZIONALE
 - 48 Evoluzione dei mercati globali dell'energia
 - 50 Sviluppi nell'UE: «European Green Deal» e pacchetto sul clima «Pronti per il 55%»
 - 53 Politica climatica internazionale
 - 55 Collaborazione internazionale della Svizzera in ambito energetico

- 56 BIBLIOGRAFIA DELLE OPERE E DELLE FONTI**

- 58 INDICE DELLE FIGURE**





► INTRODUZIONE

Con la Strategia energetica 2050 la Svizzera trasforma il proprio sistema energetico. La Strategia energetica dovrebbe permettere l'abbandono graduale del nucleare, l'aumento dell'efficienza energetica e della quota di energie rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico. Ciò senza compromettere l'elevata sicurezza e i prezzi contenuti dell'approvvigionamento energetico in Svizzera (Consiglio federale, 2013).

sequel ►►►

Nel referendum di maggio 2017 il popolo svizzero ha approvato il nuovo orientamento della legislazione in materia energetica, in vigore dall'inizio del 2018. **A giugno 2021, con il messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, il Consiglio federale ha avviato l'ulteriore sviluppo della Strategia energetica 2050.** Con questo progetto l'Esecutivo intende incrementare in modo rapido e sistematico la produzione di energia elettrica rinnovabile indigena, integrarla meglio nel sistema elettrico e rafforzare a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento (Consiglio federale, 2021b).

Per quanto riguarda **la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a breve e medio termine** e la collaborazione con l'UE nel settore elettrico, a metà ottobre 2021 il Consiglio federale ha preso atto di due rapporti volti a predisporre gli ulteriori passi per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento, dato che per il momento non si intravede la possibilità di un accordo sull'energia elettrica con l'UE (Consiglio federale, 2021h). Inoltre, alla fine di settembre 2021, nel quadro dell'iniziativa parlamentare Girod (19.443), il Parlamento ha deciso di **prorogare ed estendere la promozione delle energie rinnovabili come soluzione ponte**, dato che il sistema attuale scadrà nel 2022.

Gli obiettivi della politica energetica sono strettamente legati a quelli della politica climatica, poiché circa tre quarti delle emissioni di gas serra in Svizzera sono causati dall'uso di vettori energetici fossili. Entro il 2050 la Svizzera dovrà presentare un saldo netto delle emissioni di gas serra pari a zero. Questo obiettivo è stato deciso dal Consiglio federale nel 2019 (Consiglio federale, 2019a). Le Prospettive energetiche aggiornate 2050+ dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) evidenziano che la Svizzera può trasformare il suo approvvigionamento energetico entro il 2050 in linea con questo obiettivo, garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Le Prospettive energetiche 2050+ costituiscono una base importante per la «Strategia climatica a lungo termine della Svizzera», adottata dal Consiglio federale nel gennaio 2021 per concretizzare l'obiettivo del «saldo netto pari a zero» (Consiglio federale 2021a). Nell'agosto 2021, l'Esecutivo ha inoltre adottato il messaggio concernente il controprogetto diretto all'iniziativa per i ghiacciai. In linea con questa iniziativa, il Consiglio federale propone che l'obiettivo del «saldo netto pari a zero», finora solo indicativo, sia integrato nella Costituzione come obiettivo vincolante (Consiglio federale, 2021c). La Svizzera ha preso un impegno internazionale per ridurre i suoi gas serra del 50 per cento entro il 2030. L'attuazione nazionale di questo obiettivo e le corrispondenti misure erano previste nella legge sul CO₂ riveduta, che tuttavia è stata respinta dal popolo svizzero nel referendum del giugno 2021. In ogni caso, l'obiettivo di riduzione per il 2030 rimane valido. Nel settembre 2021, il Consiglio federale

ha quindi deciso di porre in consultazione, entro la fine dell'anno, un nuovo progetto di legge che tenga conto del risultato del referendum e che crei una base più ampia possibile per la futura politica climatica (Consiglio federale, 2021f). Per prorogare le misure non controverse che scadono alla fine del 2021 e l'obiettivo di riduzione fino al 2024, il Parlamento sta discutendo inoltre l'iniziativa parlamentare della Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio nazionale (21.477).

La ridefinizione del sistema energetico svizzero perseguita dalla Strategia energetica 2050 è un progetto a lungo termine. **Considerato il lungo orizzonte temporale è previsto un monitoraggio che consente** di osservare gli sviluppi e i progressi determinanti, misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi, i vantaggi nonché i costi delle misure per l'economia nazionale e anche correggere per tempo e su basi concrete eventuali sviluppi indesiderati. La base legale per il monitoraggio è data in primo luogo dalla legislazione in materia energetica, più precisamente dagli articoli 55 segg. della legge sull'energia (LEne) e dagli articoli 69 segg. dell'ordinanza sull'energia (OEn).

Il **presente rapporto di monitoraggio** per l'anno 2021 (versione sintetica; dati principalmente fino al 2020) contiene alcuni indicatori e parti descrittive relativi ai seguenti sette temi:

-
- **TEMA** **CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA**
 - **TEMA** **SVILUPPO DELLE RETI**
 - **TEMA** **SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO**
 - **TEMA** **SPESE E PREZZI**
 - **TEMA** **EMISSIONI DI CO₂**
 - **TEMA** **RICERCA E TECNOLOGIA**
 - **TEMA** **CONTESTO INTERNAZIONALE**
-

➤ Ulteriori indicatori sono contenuti nella **versione dettagliata del rapporto di monitoraggio:** www.monitoraggioenergia.ch.

Ogni cinque anni è previsto un ulteriore rapporto del Consiglio federale, da sottoporre all'attenzione del Parlamento, dedicato all'approfondimento di ulteriori questioni e temi e che consente di fare il punto della situazione.

► CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA

La diminuzione del consumo di energia e di elettricità attraverso il rafforzamento delle misure di efficienza energetica è uno degli obiettivi principali della Strategia energetica 2050 e un caposaldo della legislazione in materia energetica. Lo stesso vale per l'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, che deve in parte compensare il graduale arresto della produzione delle centrali nucleari. In questo ambito gli indicatori comprendono i valori indicativi fissati nella legge sull'energia (LEne) per il consumo energetico ed elettrico pro capite, il potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili come pure per l'energia idroelettrica.

CONSUMO DI ENERGIA FINALE PRO CAPITE ANNUO

Indice: 2000 = 100

Fonti: UFE; UST, UFAC, Prognos/TEP, Infras su incarico dell'UFE

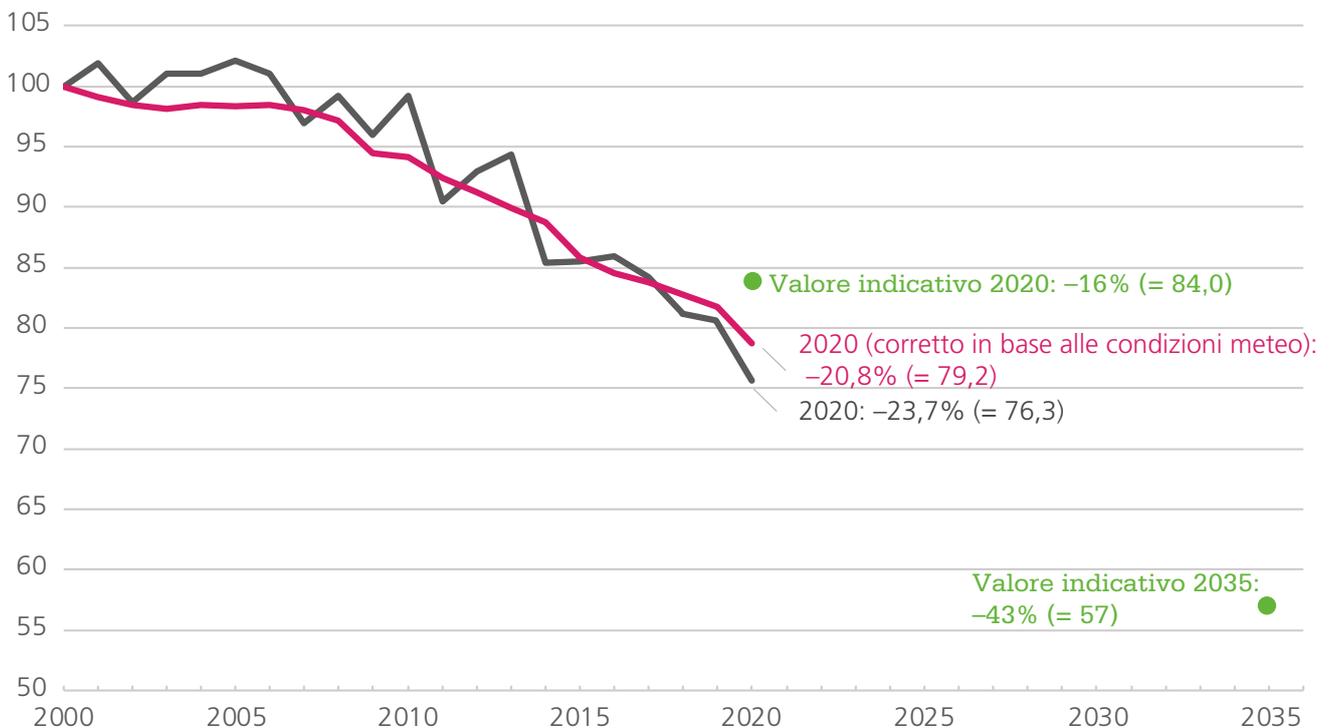


Figura 1: Andamento del consumo di energia finale² pro capite dal 2000 (indicizzato)

Come mostra la **Figura 1**, dal 2000 si è registrato un calo del consumo di energia finale pro capite. Questa flessione si spiega con il fatto che nel 2020 il consumo di energia finale assoluto è stato inferiore dell'11,8 per cento rispetto a quello del 2000, mentre nello stesso intervallo di tempo la popolazione è cresciuta del 20,2 per cento. La netta riduzione del consumo finale nel 2020 è dovuta principalmente al forte calo della domanda di carburante nel settore dei trasporti a causa della pandemia di Covid-19. Il calo del consumo finale secondo la definizione dei valori indicativi della LEnè è inferiore all'8,2 per cento, poiché non è preso in considerazione il traffico aereo internazionale e quindi il forte calo della domanda di cherosene. In virtù della legge sull'energia si persegue una riduzione del consumo di energia finale pro capite pari al 16 per cento entro il 2020 e al 43 per cento entro il 2035 rispetto al livello del 2000 (anno di base). Nel 2020 il consumo di energia pro capite è stato pari a 82,2 gigajoule (0,023 GWh), ossia inferiore del 23,7 per cento

rispetto al 2000. Se corretto sulla base dei fattori meteorologici, il calo è stato pari al 20,8 per cento, quindi inferiore al valore di riferimento per il 2020 (cfr. *curva rossa*). Negli ultimi tre anni, a causa della pandemia di Covid-19 il valore si è situato al di sotto del valore indicativo previsto dalla LEnè per il 2020. L'evoluzione dei fattori che determinano le quantità negli ultimi anni (quali la popolazione, il PIL e il numero di veicoli) non indica che il consumo finale di energia nel 2020 sarebbe aumentato in modo inaspettatamente forte rispetto all'anno precedente se non ci fosse stato il Coronavirus: il valore indicativo previsto dalla LEnè per il 2020 molto probabilmente sarebbe stato raggiunto anche senza la pandemia. In futuro il consumo di energia finale pro capite, corretto sulla base dei fattori meteorologici, dovrà diminuire in media del 2,2 per cento all'anno, in modo da poter raggiungere anche il valore di riferimento per il 2035. Il calo medio negli ultimi dieci anni è stato circa del 1,7 per cento all'anno e dell'1,4 per cento, considerando solamente i dieci

CONSUMO DI ENERGIA FINALE PRO CAPITE ANNUO

anni precedenti alla pandemia fino al 2019 compreso. Nel 2020 il valore assoluto del consumo di energia finale è diminuito del 10,6 per cento rispetto all'anno precedente (del 5,1 per cento secondo la definizione dei valori indicativi della LEne). Oltre alle conseguenze della pandemia di Covid-19, ciò è da ricondurre principalmente alle temperature più calde registrate in tale anno, che hanno comportato un minore fabbisogno di calore per il riscaldamento. Nell'arco dell'intero periodo in esame 2000–2020, i fattori quantitativi hanno determinato un incremento del consumo energetico; essi comprendono tutti i fattori di crescita "puri", quali l'economia complessiva (esclusi gli effetti strutturali), la popolazione, le superfici di riferimento energetico e il numero di veicoli a motore; il loro effetto è stato compensato in particolare attraverso misure politiche e il progresso tecnologico. Tra il 2000 e il 2020 questa tendenza è stata riscontrata anche a seguito della sostituzione dell'olio combustibile con il gas naturale e, sempre di più, con il teleriscaldamento, il calore ambiente e la legna. Per quel che riguarda i carburanti, fino al 2016 si registra una sostituzione della benzina con il diesel. Tuttavia a seguito dello scandalo dei gas di scarico, questo effetto è tornato a essere meno significativo (fonti: UFE, 2021a / UST, 2021 / UFAC, 2021 / Prognos/TEP/Infras, 2021a+b).

² Senza considerare il traffico aereo internazionale, il consumo di gas dei compressori del gasdotto Transitgas, la differenza statistica e l'agricoltura.

CONSUMO ELETTRICO PRO CAPITE ANNUO

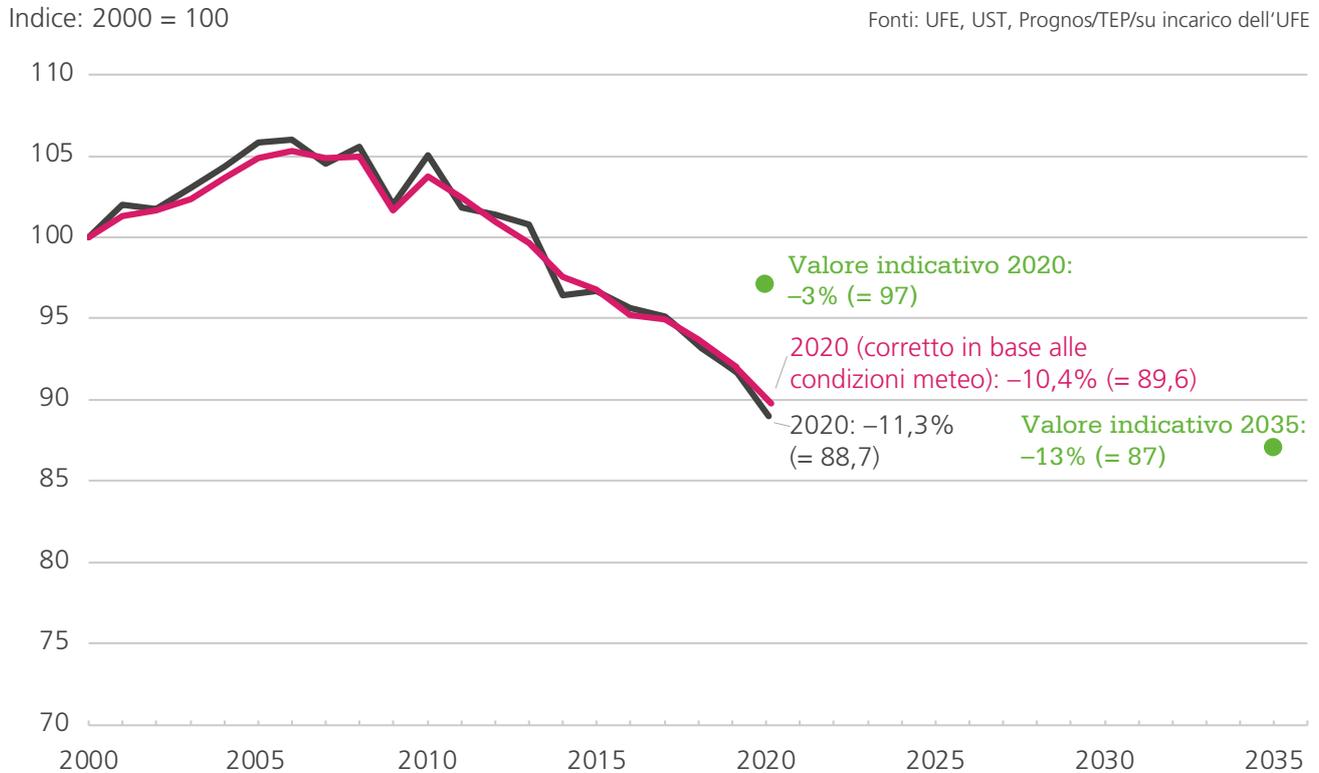


Figura 2: Andamento del consumo elettrico³ pro capite dal 2000 (indicizzato)

Tra il 2000 e il 2006 si è registrato un aumento del consumo elettrico pro capite. Questo aumento è da ricondurre al fatto che, mentre il consumo assoluto di energia elettrica è cresciuto del 10,4 per cento, la popolazione è aumentata solo del 4,2 per cento. Dal 2006 la tendenza è al ribasso, come mostra la **Figura 2**. Tra il 2006 e il 2020 il consumo di energia elettrica è diminuito del 3,6 per cento a fronte di una crescita della popolazione nello stesso arco di tempo pari al 15,4 per cento. Il forte calo del consumo pro capite osservato nel 2009 è ascrivibile alla marcata contrazione economica. Rispetto al consumo finale, la pandemia di Covid-19 ha avuto un effetto minore sul consumo di elettricità per tutto il 2020. Gli effetti sono stati perlopiù temporanei dall'inizio del lockdown a metà marzo fino alle prime aperture di fine aprile. In virtù della vigente legge sull'energia, per il consumo elettrico pro capite si persegue una riduzione pari al 3 per cento entro il 2020 e al 13 per cento entro il 2035 rispetto al livello del 2000 (anno di base). Nel 2020 il consumo elettrico pro capite è stato pari a 22,8

gigajoule (0,006 GWh), ossia inferiore dell'11,3 per cento rispetto al 2000. Se corretto sulla base dei fattori meteorologici, il calo è stato pari al 10,4 per cento (*cf. curva rossa*). Il consumo è pertanto al di sotto del valore di riferimento per il 2020. Molto probabilmente ciò sarebbe accaduto anche se non fosse scoppiata la pandemia di Covid-19: dal 2015, il consumo di elettricità pro capite è inferiore al valore indicativo del 2020. La diminuzione media corretta sulla base dei fattori meteorologici negli ultimi dieci anni è stata di circa 1,4 per cento all'anno. Anche se il consumo di elettricità continuasse a diminuire a questo ritmo, il valore indicativo per il 2035 (-13%) non potrà essere raggiunto senza ulteriori sforzi: secondo le Prospettive energetiche 2050+, per raggiungere entro il 2050 l'obiettivo climatico delle emissioni nette di gas serra pari a zero, si prevede a medio termine un aumento significativo della domanda di elettricità, il che renderà più difficile raggiungere l'obiettivo in futuro (mobilità elettrica, pompe di calore, nuovi consumatori come gli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, grandi

CONSUMO ELETTRICO PRO CAPITE ANNUO

pompe di calore e, a lungo termine, tecnologie a emissioni negative e sistemi di cattura e stoccaggio di CO₂). Per questo motivo, sono necessari a medio e lungo termine ulteriori significativi aumenti dell'efficienza nel consumo di elettricità per compensare il consumo aggiuntivo di elettricità derivante dall'elettrificazione del sistema energetico. Nel 2020 il consumo assoluto di energia elettrica è diminuito del 2,6 per cento rispetto all'anno precedente. Questo calo è da ricondurre, oltre che alla pandemia di Covid-19, principalmente alle temperature più elevate rispetto all'anno precedente. L'aumento del consumo di energia elettrica registrato lungo l'intero periodo in esame 2000–2020 è stato determinato principalmente da fattori quantitativi e in misura minore da fattori strutturali (ad es. differenti tassi di crescita di singoli settori). L'adozione di strumenti e misure di politica energetica (ad es. prescrizioni di natura politica e le misure volontarie di Svizzera-Energia) e i progressi tecnologici (provvedimenti edilizi per l'isolamento termico e impiego di impianti di riscaldamento, elettrodomestici, sistemi di illuminazione, macchine, ecc. più efficienti) hanno avuto invece un crescente effetto inibitore sul consumo elettrico (fonti: UFE, 2021a / UST, 2021 / Prognos/TEP/Infras 2021a+b / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

³ Senza considerare la differenza statistica e l'agricoltura.

PRODUZIONE ELETTRICA DA ENERGIE RINNOVABILI (SENZA ENERGIA IDROELETTRICA)

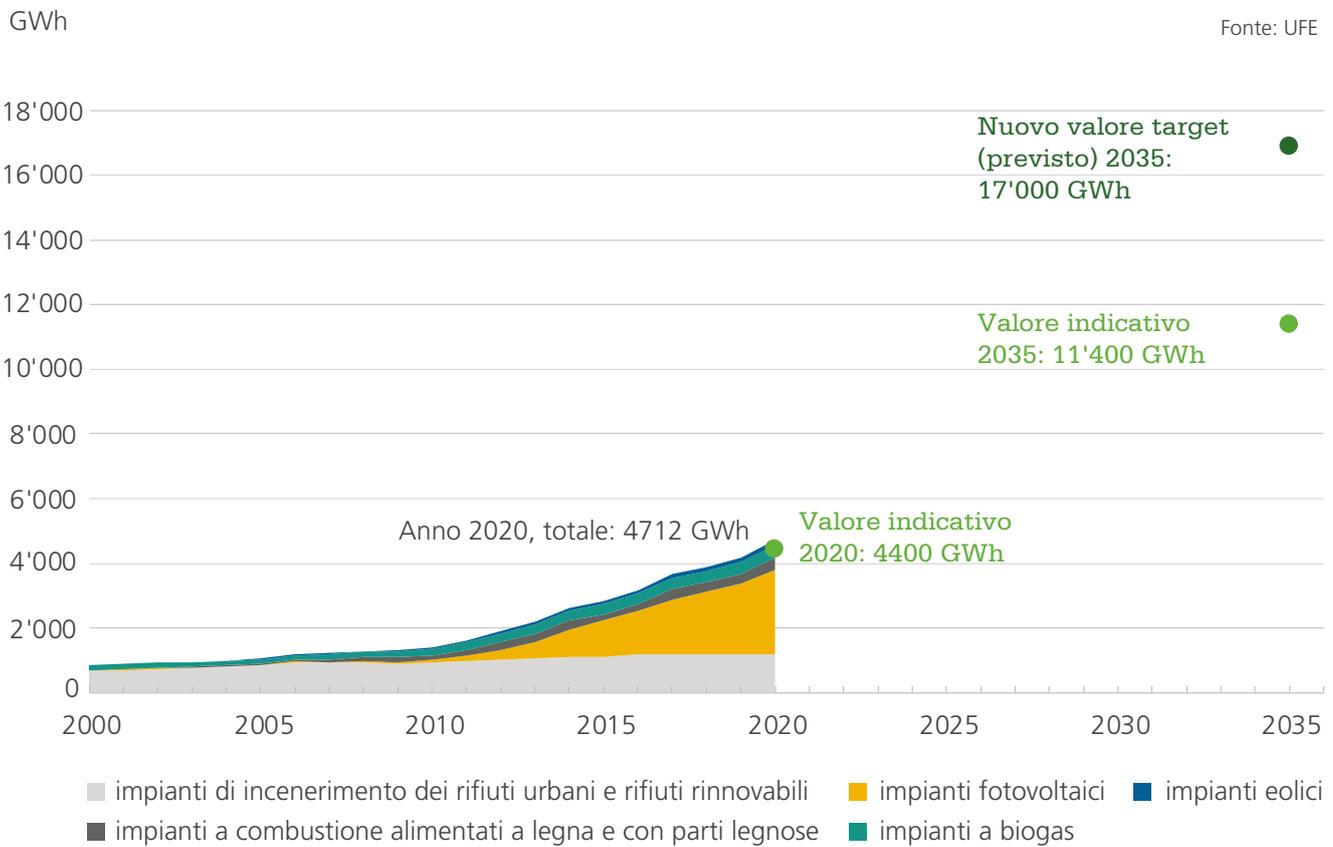


Figura 3: Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh)

I valori di riferimento sanciti dalla legge in cifre assolute (art. 2 cpv. 1 LEne) si riferiscono alla produzione nazionale, che corrisponde al campo di applicazione degli strumenti della legge. Si osservi che questi valori di riferimento non sono più compatibili con l'obiettivo climatico del saldo netto di emissioni di gas serra pari a zero entro il 2050. Sulla base delle Prospettive energetiche 2050+, si prevede quindi di aumentare significativamente i valori a medio e lungo termine e di sancirli come obiettivi vincolanti nella legge per il 2035 e ora anche per il 2050. Il Consiglio federale lo propone nel messaggio sulla nuova legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili. Il seguente grafico e il commento si riferiscono quindi anche a questi nuovi valori obiettivo.

Come mostra la **Figura 3**, dal 2000 la produzione elettrica da fonti rinnovabili è aumentata e a partire dal 2010 si è ulteriormente rafforzata. Nel 2020 la produzione è stata pari a 4712 gigawattora (GWh), cosa che corrisponde al 7,2 per cento della produzione elettrica netta totale (escluso il consumo delle pompe

di accumulazione). Nell'anno di base 2010 la produzione elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 1402 GWh; per il periodo compreso tra il 2010 e il 2020 è stato perseguito un aumento netto di circa 3000 GWh. L'aumento effettivamente conseguito è stato di 3309 GWh: pertanto nel 2020 il valore indicativo di 4400 GWh è stato pienamente raggiunto.

Nel 2020, l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato di 526 GWh; dal 2011, la media è stata di 309 GWh all'anno. Nel 2035, il valore indicativo secondo la vigente legge sull'energia è di 11'400 GWh. Per raggiungere questo obiettivo, è necessario un aumento netto medio di 446 GWh all'anno. Per raggiungere invece l'obiettivo di 17'000 GWh indicato nel messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con energie rinnovabili, compatibile con l'obiettivo del «saldo netto pari a zero», è necessario un aumento molto più marcato di 819 GWh all'anno (fonte: UFE, 2021a / Consiglio federale, 2021b).

PRODUZIONE IDROELETTRICA

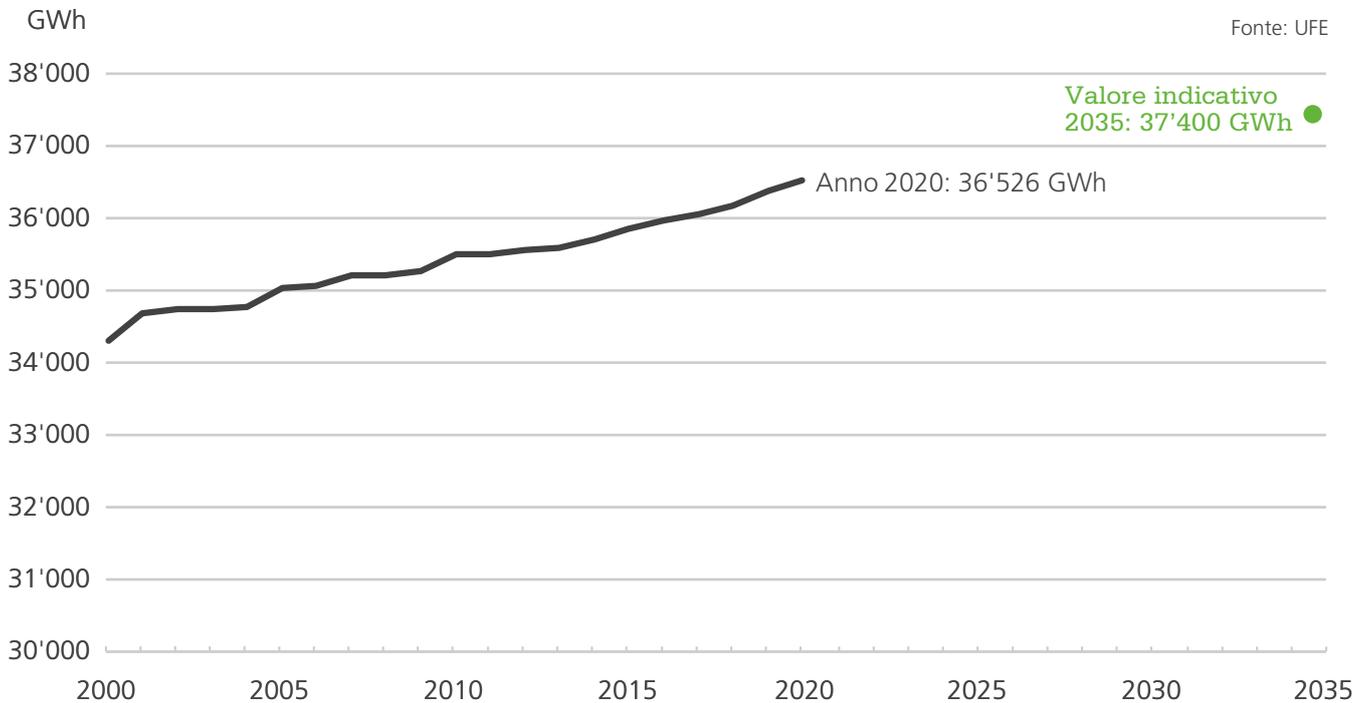


Figura 4: Andamento della produzione idroelettrica⁴ media attesa (in GWh) dal 2000

La **Figura 4** (N.B. il valore iniziale della scala non è pari a zero) mostra che dal 2000 la produzione idroelettrica è continuamente aumentata, il che è da ricondurre in primo luogo alla costruzione di nuovi impianti nonché all'ampliamento e all'ottimizzazione di impianti già esistenti. Nel 2020 (stato al 1° gennaio 2021) la produzione media attesa era di 36'526 GWh, mentre nell'anno di base 2011 (stato al 1° gennaio 2012) era di 35'488 GWh. Per poter raggiungere il valore indicativo si persegue un aumento netto di circa 1900 GWh tra il 2011 e il 2035: nell'anno in esame ne risultava pertanto rag-

giunto il 54,0 per cento. Nel 2020 l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato pari a 167 GWh, dopo essere ammontato in media a 98 GWh l'anno dal 2012. Per poter raggiungere il valore indicativo entro il 2035, nei prossimi anni sarà necessario un aumento netto medio annuo pari a 58 GWh (fonte: UFE, 2021b).

⁴ Produzione media attesa, inclusa la produzione attesa delle centrali idroelettriche più piccole <300 kW (secondo la Statistica degli impianti idroelettrici in Svizzera WASTA). Sono esclusi il fabbisogno energetico medio di tutte le pompe d'alimentazione (il grado di rendimento ipotizzato delle pompe d'alimentazione è pari all'83%) e il fabbisogno elettrico per i processi di pompaggio-turbinaggio. Nota: L'anno base, la serie temporale e il grafico sono stati adeguati a posteriori a seguito di una correzione straordinaria della statistica degli impianti idroelettrici (WASTA – cfr. comunicato stampa UFE del 5 maggio 2022).

➔ Indicatori approfonditi relativi al tema
CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA
 (versione dettagliata del rapporto
 di monitoraggio)



► SVILUPPO DELLE RETI

La Strategia energetica 2050, la trasformazione del sistema energetico ad essa collegata e il contesto internazionale pongono nuove sfide per le reti energetiche. Lo sviluppo delle reti elettriche ha un'importanza centrale, poiché costituisce il punto di unione tra la produzione e il consumo. A tale sviluppo mira anche la legge federale sulla trasformazione e l'ampiamiento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche), che è parte della Strategia energetica 2050 ma che è stata elaborata in un progetto a parte (Consiglio federale, 2016). Attualmente il monitoraggio si concentra sulle reti elettriche.

STADIO E DURATA DEI PROGETTI CONCERNENTI LA RETE DI TRASMISSIONE

La Strategia energetica 2050 e la Strategia Reti elettriche definiscono condizioni quadro affidabili per uno sviluppo delle reti elettriche adeguato alle esigenze e al passo con i tempi, e in grado quindi di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. A tale scopo sono state fissate prescrizioni per il rilevamento del fabbisogno di potenziamento e adeguamento delle reti elettriche svizzere, sono state ottimizzate le procedure di approvazione per i progetti di linee elettriche e sono stati fissati criteri e prescrizioni per la scelta tra linee interrato o aeree. Le nuove regole intendono aumentare la trasparenza nel processo di pianificazione delle reti e migliorare, in generale, l'accettazione di questi progetti. La rete di trasmissione svizzera è particolarmente interessata: essa deve garantire il trasporto sicuro e in quantità sufficiente dell'energia immessa nei centri di produzione nazionali e di quella importata lungo grandi distanze verso i centri di consumo; deve inoltre compensare l'irregolarità dei flussi di energia rinnovabile immessa in rete all'interno di zone estese, sia attraverso l'energia importata ed esportata sia sfruttando la complementarità dei diversi parchi energetici.

ITER E FASI DI UN PROGETTO DI RETE PER LA RETE DI TRASMISSIONE

Progetto preliminare: come base per la procedura del piano settoriale, la società nazionale di rete Swissgrid elabora un progetto preliminare contenente i capisaldi del progetto di rete, garantendo che le esigenze dei Cantoni interessati vengano considerate il prima possibile per la pianificazione. Volendo semplificare ai fini del monitoraggio, si considera che la fase del progetto preliminare inizi con l'avvio del progetto e termini di norma con la presentazione della domanda per l'accoglimento del progetto nel Piano settoriale Elettrodotti (PSE). Un progetto che non si trova ancora nella fase del progetto preliminare né in quella del progetto di costruzione, e quindi solo in una primissima fase della pianificazione, viene denominato nel monitoraggio **idea di progetto**.

Piano settoriale Elettrodotti (PSE): se un progetto di rete per la rete di trasmissione ha notevoli ripercussioni sul territorio e sull'ambiente, la procedura di approvazione dei piani deve essere preceduta da una

procedura di piano settoriale (cfr. più avanti). Nel caso del settore delle linee elettriche il piano settoriale di riferimento è il PSE. La procedura PSE è di competenza dell'Ufficio federale dell'energia (UFE), con il supporto dell'Ufficio federale dello sviluppo territoriale (ARE). Nell'ambito della procedura di piano settoriale viene stabilita dapprima un'area di pianificazione e successivamente un **corridoio di pianificazione** per il tracciato delle future linee elettriche. Insieme alla definizione del corridoio di pianificazione viene decisa anche la tecnologia di trasporto da utilizzare (linee aeree o interrato). La fase PSE inizia con la presentazione della domanda PSE da parte di Swissgrid e termina con la decisione del Consiglio federale di inserire il corridoio di pianificazione nella scheda di coordinamento corrispondente. Il corridoio così definito è vincolante per le autorità, vale a dire che queste ultime devono tenerne conto nella procedura di approvazione dei piani e nelle loro ulteriori attività di incidenza territoriale.

Ad aprile 2015 la società nazionale di rete Swissgrid ha presentato una pianificazione strategica della rete elettrica svizzera⁵. Essa tiene conto dell'uscita graduale dal nucleare prevista dalla Strategia energetica 2050 e comprende progetti per il potenziamento e l'ampliamento della rete di trasmissione da realizzare entro il 2025. Il presente monitoraggio segue l'avanzamento e la durata dei progetti di rete contenuti nella Rete strategica 2025 di Swissgrid (punti da 1 a 10) nonché di altri progetti avviati, in parte da terzi (**cf. Figura 5**). Una base fondamentale per la pianificazione della rete in futuro sarà costituita dal cosiddetto scenario di riferimento energetico introdotto per legge con la Strategia Reti elettriche. Questo fornisce ai gestori di rete dei livelli 1 e 3 indicazioni per lo sviluppo futuro della rete e rappresenta quindi una base essenziale per ricavare il fabbisogno di ampliamento della rete ed elaborare o aggiornare la propria pianificazione pluriennale. Il Consiglio federale ha avviato la consultazione nel novembre 2021 sul primo di questi scenari di riferimento. Dopo la successiva approvazione del Consiglio federale, lo scenario di riferimento sarà vincolante per le autorità e verrà riesaminato e aggiornato ogni quattro anni (Consiglio federale, 2021i).

5 Cfr. www.swissgrid.ch > rete strategica

Progetto di costruzione: dopo la definizione del corridoio di pianificazione Swissgrid sviluppa dal progetto di rete un progetto di costruzione concreto, garantendo che si utilizzi la tecnologia di trasporto stabilita e che il tracciato delle linee elettriche venga collocato all'interno del corridoio di pianificazione deciso. Per il presente monitoraggio la fase del progetto di costruzione inizia di norma con la definizione del corridoio di pianificazione (corrisponde quindi alla fine della fase PSE) e termina con la presentazione all'ispettorato federale degli impianti a corrente forte (ESTI) da parte di Swissgrid della domanda di approvazione dei piani; per i progetti senza PSE l'inizio del progetto di costruzione corrisponde a quanto definito nella norma SIA corrispondente.

Procedura di approvazione dei piani (PAP): Swissgrid invia il progetto di costruzione (progetto destinato al deposito pubblico) e la domanda di approvazione dei piani all'ESTI. In questo modo viene avviata la procedura di approvazione dei piani (PAP). L'ESTI è incaricato dell'esame dei dossier e del rilascio dell'approvazione dei piani. Nel quadro della procedura di approvazione dei piani viene verificato se il progetto rispetta le prescrizioni concernenti la sicurezza e le disposizioni di legge,

in particolare la legislazione in materia di ambiente e territorio. Contemporaneamente viene verificata la compatibilità del progetto di rete con gli interessi di privati (proprietari fondiari, abitanti). Qualora non riesca a trattare tutte le opposizioni presentate o ad appianare divergenze emerse con le autorità federali interessate, l'ESTI trasmette la documentazione all'UFE. Quest'ultimo prosegue la procedura di approvazione dei piani e, se il progetto rispetta i requisiti di legge previsti, lo approva. L'UFE decide anche in merito a eventuali opposizioni (comprese quelle riguardanti il diritto delle espropriazioni). Le parti possono interporre ricorso contro tale decisione presso il Tribunale amministrativo federale (TAF) e successivamente, in alcuni casi, anche presso il Tribunale federale (TF). Se l'UFE accoglie la domanda di approvazione dei piani ed entro il termine di legge previsto non vengono interposti ricorsi, l'approvazione dei piani passa in giudicato e Swissgrid può realizzare il progetto.

Realizzazione: ai fini del monitoraggio l'inizio della fase di realizzazione del progetto viene fatta coincidere con la data della decisione di approvazione dei piani passata in giudicato. Con l'entrata in esercizio del progetto di rete termina la realizzazione del progetto.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁶	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁷
1. Chamoson–Chippis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizzazione di una nuova linea elettrica aerea a 380 kV della lunghezza di 30 km tra Chamoson e Chippis ▪ Smantellamento di circa 89 km di linee elettriche nella valle del Rodano ▪ Trasporto della produzione elettrica delle centrali idroelettriche del Vallese ▪ Miglioramento dell'allacciamento del Vallese alla rete ad altissima tensione svizzera ed europea ▪ Contributo alla sicurezza delle reti elettriche della Svizzera 	realizzazione	2022
2. Bickigen–Chippis (linea della Gemmi)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modifiche alle sottocentrali di Bickigen e di Chippis e lungo 106 km del tracciato attuale attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV ▪ Installazione di un trasformatore di accoppiamento 220/380 kV nella stazione elettrica di Chippis ▪ Miglioramento del trasporto della produzione elettrica del Vallese ▪ Contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento 	PAP UFE	2027
3. Pradella–La Punt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Innalzamento della tensione da 220 a 380 kV lungo 50 km del tracciato attuale ▪ Adeguamento della stazione elettrica di Pradella e ampliamento per i 380 kV ▪ Eliminazione degli attuali problemi di congestione della rete ▪ Contributo alla sicurezza delle reti elettriche della Svizzera e dell'Europa 	realizzazione	2022
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel (linea della Valle del Rodano) 4.2. Mörel–Ulrichen (linea della Valle del Goms) 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Innalzamento della tensione a 380 kV lungo 124 km dell'asse Chippis–Mörel–Lavorgo (Chippis–Stalden rimane a 220 kV) ▪ Smantellamento di 67 km delle linee attuali ▪ Completamento del principale asse di approvvigionamento del Ticino ▪ Eliminazione di una congestione critica dell'approvvigionamento 	4.1. PAP UFE 4.2. realizzazione (Mörel–Ernen) / in esercizio (Ernen–Ulrichen) 4.3. PAP UFE (Agarn–Stalden) / PAP UFE (Chippis–Agarn) 4.4. PAP ESTI	2032

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2021)

⁶ Stato al 15.10.2021⁷ Secondo la pianificazione di Swissgrid

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁶	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁷
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Mettlen–Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ottimizzazione di 40 km del tracciato attuale attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV e potenziamento di altri 24 km ▪ Eliminazione di congestioni di natura strutturale ▪ Creazione delle condizioni necessarie per combinare, secondo il bisogno, la flessibilità delle centrali idroelettriche nazionali con i flussi variabili della produzione energetica degli impianti eolici e FV 	5.1. in esercizio 5.2. progetto preliminare 5.3. PSE 5.4. progetto preliminare	2031
6. Bassecourt–Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenziamento di 45 km dell'attuale linea elettrica attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV in risposta al previsto spegnimento della centrale nucleare di Mühleberg, a seguito del quale verrà a mancare una parte dell'energia immessa a Mühleberg al livello di rete di 220 kV. ▪ Contributo alla sicurezza della rete e dell'approvvigionamento in Svizzera 	realizzazione	2023
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Installazione di un trasformatore tra la rete a 220 kV e quella a 380 kV ▪ Miglioramento del trasporto dell'energia idroelettrica prodotta in Valle Maggia ▪ Contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento in Ticino 	idea di progetto	2035
8. Génissiat–Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenziamento (sostituzione del cavo conduttore) di 17 km dell'attuale doppia linea a 220 kV ▪ Eliminazione dei frequenti problemi di congestione legati alle importazioni di energia dalla Francia 	in esercizio	concluso e in esercizio nel 2018
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (linea del Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenziamento in vista di un futuro innalzamento della tensione a 380 kV lungo circa 88 km dell'attuale linea a 220 kV ▪ Importante per l'allacciamento di nuove centrali di pompaggio-turbinaggio alla rete a 380 kV e quindi per il trasporto dell'energia nelle parti restanti del Paese 	9.1. PSE 9.2. PSE	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nuova linea 220 kV attraverso la Valle Maggia ▪ La linea esistente risalente agli anni '60 sarà smantellata, valorizzando così i preziosi paesaggi dell'Alto Ticino ▪ Aumento della capacità della rete per il trasporto dell'energia prodotta nelle centrali idroelettriche della Valle Maggia ▪ Ciò porterà in futuro ad una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento nella regione alpina meridionale – oggi la produzione delle centrali elettriche deve essere ridotta 	PSE	2035

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2021)

⁶ Stato al 15.10.2021

⁷ Secondo la pianificazione di Swissgrid

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁶	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁷
Allacciamento Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> Allacciamento della centrale di pompaggioturbinnaggio di Nant de Drance alla rete ad altissima tensione Parte della Rete strategica nella rete iniziale di Swissgrid Contributo all'integrazione delle nuove energie rinnovabili 	NdD_1 realizzazione NdD_2 in esercizio NdD_3 in esercizio	2022
ASR (Axe Stratégique Réseau) nella regione di Ginevra	<ul style="list-style-type: none"> Cablaggio dell'attuale linea a 220 kV Foretaillé-Verbois per circa 4,5 km lungo l'aeroporto di Ginevra 	realizzazione	2024
Obfelden-Samstagern OS_1 Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg OS_5 Siebnen-Samstagern	<ul style="list-style-type: none"> Ampliamento e sostituzione delle attuali linee a 150 kV tra la sottostazione di Obfelden, quella pianificata di Waldegg e la sottostazione di Samstagern attraverso una linea a 380/220 kV. Miglioramento dell'approvvigionamento energetico nei centri di consumo Città di Zurigo e regione di Thalwil 	OS_1 realizzazione OS_2 progetto di costruzione OS_3 progetto di costruzione OS_4 progetto preliminare OS_5 PAP UFE	2030
Gryнау-Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> Sostituzione dell'attuale linea a 220 kV con una nuova linea a 380 kV (completamento della rete a 380 kV) Miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento nella regione del lago di Zurigo e della Valle della Linth e aumento delle capacità di importazione dal Nord 	PAP UFE	2028
Amsteg-Mettlen AM_1 Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> AM_1: A seguito di smottamenti Swissgrid sposta la linea dall'area colpita al di sopra di Lauerz (SZ). AM_2: Swissgrid e le FFS spostano le linee ad altissima tensione nel fondovalle del Canton Uri. In tal modo vengono sgravati il centro abitato di Attinghausen e l'area di sviluppo di Werkmatt Uri 	AM_1 progetto di costruzione AM_2 in esercizio	2030

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2021)

⁶ Stato al 15.10.2021⁷ Secondo la pianificazione di Swissgrid

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁶	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁷
Airolò-Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Raggruppamento dell'infrastruttura nella seconda canna della galleria autostradale del San Gottardo ▪ Cablaggio previsto dell'attuale linea a 220 kV Airolò-Mettlen nell'aerea del San Gottardo per una lunghezza di 18 chilometri. ▪ Importante elemento del collegamento nord-sud per l'approvvigionamento elettrico in Svizzera e in Europa. ▪ Smantellamento della linea aerea lunga 23 chilometri con oltre 60 tralicci, che attualmente attraversa il passo del San Gottardo e la gola della Schöllèn nel Cantone di Uri 	progetto preliminare	2029
Marmorera-Tinzen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La linea ad altissima tensione tra Marmorera e Tinzen nella regione dell'Albula (GR) non è più al passo con gli attuali standard tecnologici e deve essere sostituita (tensione 220 kV come ora). ▪ La linea svolge un ruolo importante nel trasporto dell'energia dalle centrali idroelettriche della Val Bregaglia verso i centri di consumo nel Mittelland. 	PSE	2030

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2021)

⁶ Stato al 15.10.2021

⁷ Secondo la pianificazione di Swissgrid

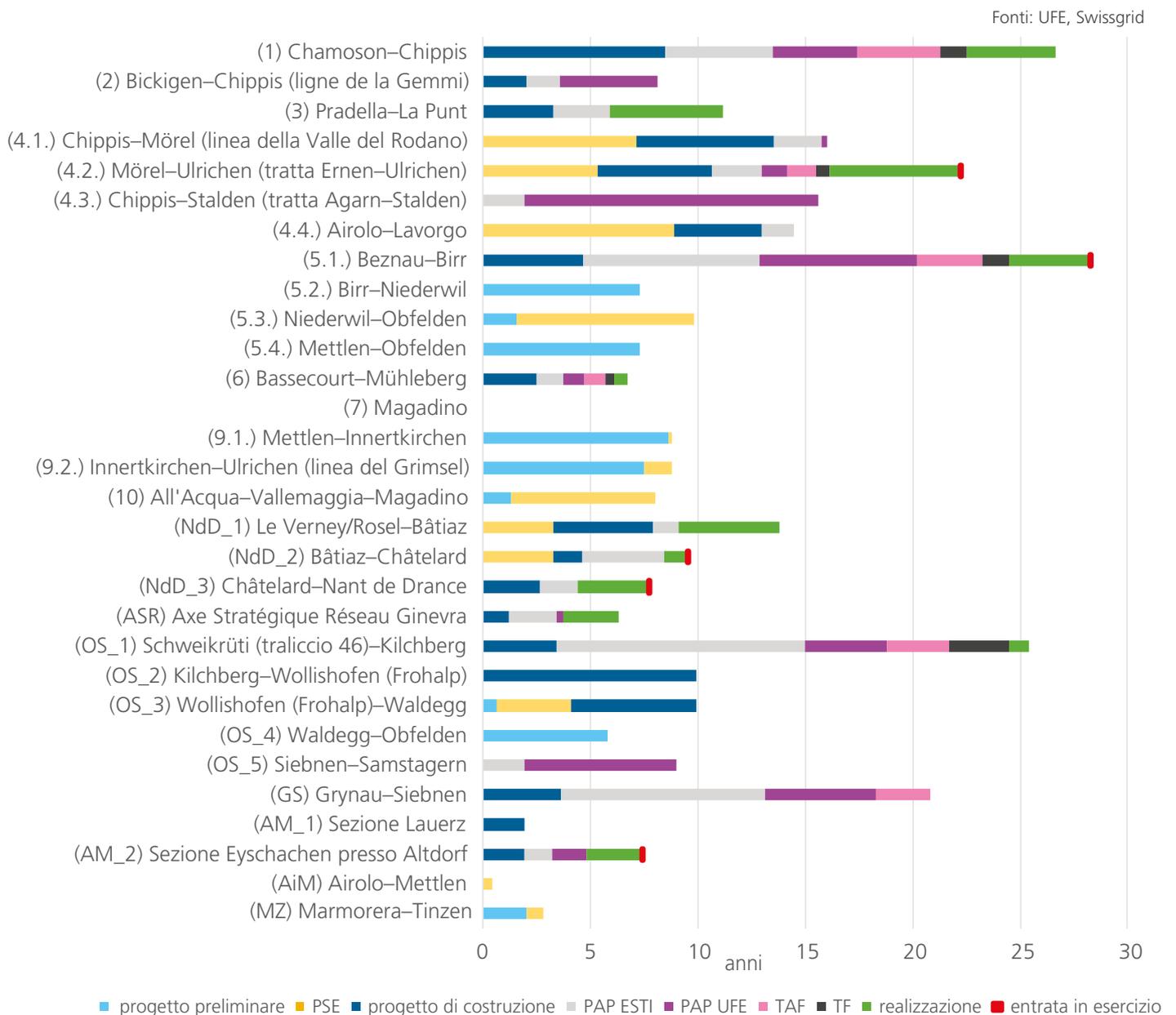


Figura 6: Durata cumulata delle diverse fasi dei progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 15 ottobre 2021 (in anni)⁸

La **Figura 6** illustra la durata delle singole fasi dei progetti qui sopra elencati. Queste ultime sono state semplificate in modo tale che eventuali ritardi supplementari – dovuti al rinvio di una procedura all'UFE dopo la decisione del Tribunale amministrativo federale e/o del Tribunale federale – non vengano rappresentati singolarmente: se, cioè, dopo una decisione del tribunale determinate fasi del progetto devono essere ripetute, la durata complessiva di queste fasi del progetto viene rappresentata come se esse si fossero svolte regolarmente una sola volta. La tabella qui sopra non permette ancora di sapere se la Strategia energetica 2050 e la Strategia Reti elettriche porteranno all'ulteriore ottimizzazione sperata delle procedure. La relativa legislazione è in gran parte in vigore solo dall'inizio di giugno 2019.

⁸ **Considerazioni metodologiche:** a) per i progetti di rete con una storia progressa più lunga la durata è stata calcolata a partire dal rilancio del progetto in questione; b) per i progetti con una storia progressa più lunga non è sempre possibile individuare le fasi «progetto preliminare» e «progetto di costruzione» e pertanto in alcuni casi esse mancano nel grafico; c) per singole date che oggi non sono più note con esattezza sono state formulate, d'intesa con Swissgrid, delle ipotesi; d) nei casi in cui un tribunale rimandi all'UFE una decisione di approvazione dei piani, la durata supplementare della procedura viene attribuita per metà alla fase «procedura di approvazione dei piani UFE e per metà alla fase «progetto di costruzione».

BREVE DESCRIZIONE DEI SINGOLI PROGETTI DI RETE (STATO AL 15 OTTOBRE 2021)

1. Chamoson–Chippis

Il progetto per la realizzazione della nuova linea elettrica che va da Chamoson a Chippis, nel Canton Vallese, era stato avviato già prima dell'elaborazione del Piano settoriale Elettrodotti (PSE) e ha attraversato un'annosa fase di pianificazione e di autorizzazione. Il 2017 ha rappresentato una tappa importante: con decisione del 1° settembre 2017 il Tribunale federale ha infatti respinto i ricorsi interposti contro la decisione del Tribunale amministrativo federale del 14 dicembre 2016, confermando in ultima istanza la decisione di approvazione dei piani emanata dall'UFE il 19 gennaio 2015. Successivamente Swissgrid ha avviato la realizzazione della nuova linea aerea. I lavori di costruzione effettivi sono iniziati nel 2018 e da allora, stando alle informazioni fornite da Swissgrid, si trovano in una fase molto avanzata. La popolazione continua a opporsi fortemente al progetto anche durante la fase di realizzazione. Inizialmente l'entrata in esercizio della linea era prevista per il 2021; Swissgrid ha posticipato la data all'estate del 2022, perché bisognava ancora chiarire la questione relativa all'accesso alle parcelle dove dovrebbero essere posizionati alcuni tralicci. Nel frattempo si sono concluse le procedure riguardanti gli accessi alle ubicazioni dei tralicci e le sovratensioni. La messa in esercizio è prevista per il 2022.

2. Bickigen–Chippis

Per l'innalzamento della tensione e l'ammodernamento dell'attuale linea esistente tra Bickigen e Chippis si è potuta evitare una procedura PSE in quanto il progetto presenta un basso impatto territoriale. Conclusosi il progetto di costruzione, durato circa due anni, a metà del 2015 l'ESTI ha avviato la procedura di approvazione dei piani e dopo quasi due anni ha trasmesso il dossier all'UFE, dove la procedura di approvazione dei piani è attualmente in corso. La messa in servizio è prevista per il 2027.

3. Pradella–La Punt

Nell'ambito del potenziamento della rete viene posato lungo l'intera linea esistente tra Pradella e La Punt, lunga circa 50 chilometri, un secondo circuito elettrico a 380 kV. La linea a 220 kV usata per il trasporto dalla centrale elettrica Ova Spin sull'attuale linea aerea tra Zernez e Pradella verrà sostituita da una linea a 380 kV. L'energia prodotta dalla centrale elettrica Ova Spin verrà trasportata in futuro attraverso una nuova rete a valle a 110 kV. Visto il ridotto impatto ambientale del progetto non è stata necessaria una procedura PSE. La fase del progetto di costruzione e la fase di approvazione dei piani sono durate ciascuna quasi tre anni. Dato che contro la decisione di approvazione dei piani dell'ESTI non è stato interposto alcun ricorso, da metà 2016 è in corso la realizzazione del progetto. La linea dovrebbe entrare in esercizio alla fine del 2022.

4. Chippis–Lavorgo

L'entrata in esercizio dell'intera linea Chippis–Lavorgo è prevista per il 2032. Il progetto comprende diversi sottoprogetti, il cui stato si presenta come segue:

4.1. Chippis–Mörel (linea della Valle del Rodano)

Il sottoprogetto per la nuova linea ha superato una procedura PSE durata circa sette anni e per circa sei anni e mezzo è stato nella fase di progetto di costruzione. A fine marzo 2019 ha preso avvio la procedura di approvazione dei piani presso l'ESTI. A giugno 2021 l'ESTI ha trasferito la procedura all'UFE. Nel quadro della PAP, su richiesta del Canton Vallese e a seguito di un nuovo studio sul cablaggio, l'UFE riesamina le questioni del piano settoriale nella tratta Agarn–Mörel.

4.2. Mörel–Ulrichen

La fase di pianificazione e la fase di approvazione per il sottoprogetto della nuova linea sono durate diversi anni; da metà ottobre 2019, la tratta tra Ernen e Ulrichen è entrata in esercizio; per la tratta Mörel–Ernen è stato inoltrato all'UFE lo studio sul cablaggio della linea richiesto dal Tribunale federale per l'area «Binnegga–Binna-chra–Hockmatta–Hofstatt» (attraversamento di Binna) e con decisione del 23 dicembre 2016 l'UFE ha approvato

la variante della linea aerea e respinto tutte le opposizioni; contro tale decisione sono stati interposti ricorsi presso il Tribunale amministrativo federale, che con decisione del 26 marzo 2019 ha confermato la variante della linea aerea. Questa decisione non è stata impugnata e pertanto l'approvazione dei piani è passata in giudicato. I lavori di costruzione sono in corso.

4.3. Chippis–Stalden

Per la posa di un conduttore supplementare è in corso presso l'UFE l'esame della domanda di approvazione dei piani per la tratta parziale Agarn–Stalden (si tratta di una procedura secondo il vecchio diritto che quindi ha potuto essere avviata anche senza inserimento nel piano settoriale). Per quanto riguarda la tratta parziale Chippis–Agarn, tuttavia, nel 2012 nella procedura del piano settoriale per la linea Chippis–Mörel (linea della Valle del Rodano) è stato stabilito che essa deve correre parallelamente alla linea della Valle del Rodano attraverso il bosco di Finges. Di conseguenza la domanda di approvazione dei piani per la nuova costruzione di questa tratta parziale è stata presentata all'ESTI a fine marzo 2019 insieme a quella per la linea della Valle del Rodano. Nel giugno 2021 l'ESTI ha trasferito la procedura all'UFE, presso il quale si trova ora nella PAP anche la procedura per la tratta parziale Chippis–Agarn.

4.4. Airola–Lavorgo

Il sottoprogetto per la realizzazione della nuova linea ha superato una procedura PSE di quasi nove anni e la fase del progetto di costruzione è durata oltre quattro anni. A fine aprile 2020 Swissgrid ha inviato il dossier all'ESTI per l'approvazione dei piani.

5. Beznau–Mettlen

L'entrata in esercizio dell'intera linea Beznau–Mettlen è prevista per il 2031. Il progetto comprende diversi sottoprogetti, il cui stato si presenta come segue:

5.1. Beznau–Birr

La linea, con il cablaggio parziale a Riniken («Gäbihubel»), è stata iniziata già prima del PSE e ha attraversato un'annosa fase di pianificazione e di approvazione. Nel 2016 è stato raggiunto un traguardo importante: la decisione di approvazione dei piani dell'UFE è passata in giudicato ed è quindi iniziata la realizzazione del progetto. Diversamente da quanto pianificato originariamente, i lavori di cablaggio sono potuti iniziare solo ad agosto 2018. Sono però avanzati rapidamente e il 19 maggio 2020 Swissgrid ha potuto mettere in esercizio l'intera linea, incluso il tratto cablato in questione, con il quale per la prima volta è stato interrato un lungo tratto di una linea ad altissima tensione (380 kV).

5.2. Birr–Niederwil

La tratta si trova attualmente nella fase di progetto preliminare.

5.3. Niederwil–Obfelden

Il progetto per l'innalzamento della tensione ha superato una fase di progetto preliminare durata circa un anno e mezzo e da alcuni anni è in corso la procedura PSE. Nel 2016 è stato raggiunto un traguardo intermedio importante con la definizione dell'area del progetto. Per la prossima tappa si attende ora la definizione del corridoio e della tecnologia da utilizzare.

5.4. Mettlen–Obfelden

La tratta si trova attualmente nella fase di progetto preliminare.

6. Bassecourt–Mühleberg

La linea ad altissima tensione Bassecourt–Mühleberg è stata autorizzata dall'ESTI per l'esercizio con una tensione di 380 kV già nel 1978, ma finora è stata utilizzata solo una tensione di 220 kV. Dal momento che rispetto alla situazione attuale l'impatto ambientale del progetto di innalzamento della tensione è ridotto, si è potuta evitare una procedura PSE. Dopo una fase di progetto di costruzione durata due anni e mezzo, il 30 giugno 2017 Swissgrid ha

inoltrato il dossier all'ESTI per la fase di approvazione dei piani. Contro il progetto sono state presentate numerose opposizioni. Il 24 agosto 2018 l'ESTI ha trasmesso il dossier all'UFE, che il 22 agosto 2019 ha rilasciato l'approvazione dei piani. Questa decisione è stata impugnata da diversi ricorrenti presso il Tribunale amministrativo federale. Con decisione del settembre 2020 il Tribunale amministrativo federale ha respinto i ricorsi per i quali era entrato in materia. La decisione è stata impugnata dinanzi al Tribunale federale che con decisione del 23 marzo 2021 ha respinto questo ricorso. Secondo le indicazioni di Swissgrid i lavori di costruzione dovrebbero iniziare nel 2022 e durare circa un anno. La messa in servizio è prevista per l'autunno 2023.

7. Magadino

Il progetto si trova ancora all'inizio della fase di pianificazione ed è allo stadio di idea di progetto. L'entrata in esercizio prevista originariamente nella Rete strategica 2025 era per il 2018, mentre secondo la pianificazione attuale sarà nel 2035.

8. Génissiat–Foretaille

Swissgrid ha rivisto la portata del progetto, limitandolo all'armonizzazione delle congestioni tra Francia e Svizzera. Il progetto originario di potenziamento della linea Foretaille–Verbois sul lato svizzero attraverso la sostituzione del cavo conduttore è stato abbandonato. Secondo Swissgrid l'aggiunta di cavi conduttori operata in territorio francese lungo la linea Génissiat–Verbois e il conseguente adeguamento della protezione della linea realizzato in Svizzera e in Francia sono da ritenersi sufficienti e il congestionamento in Francia è stato pertanto risolto. Il progetto si è concluso nel 2018 ed è in esercizio.

9. Mettlen–Ulrichen

Al momento attuale l'entrata in esercizio dell'intero progetto di rete è prevista per il 2035. Il progetto è suddiviso in due tratte parziali, il cui stato dei lavori si presenta come descritto qui di seguito:

9.1. Mettlen–Innertkirchen

Questa tratta si trovava da diversi anni nella fase di progetto preliminare. A fine giugno 2020 Swissgrid ha presentato domanda all'UFE per l'avvio di una procedura PSE per un nuovo collegamento con la sottostazione di Innertkirchen. Tuttavia all'inizio del giugno 2021 la domanda è stata ritirata dal richiedente, poiché il tracciato dovrebbe essere integrato nella procedura PSE per l'intera linea. La procedura PSE per l'intera tratta è stata avviata alla fine di giugno 2021.

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (*ligne du Grimsel*)

Il potenziamento dell'attuale linea a 220 kV tra Innertkirchen e Ulrichen (linea del Grimsel) attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV lungo l'intera tratta è un elemento chiave della strategia di pianificazione della rete 2025. Per questa tratta della linea Swissgrid ha presentato a inizio luglio 2020 la domanda per una procedura PSE.

10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

La pianificazione per il progetto della linea All'Acqua–Vallemaggia–Magadino (e del progetto parziale 4.4. Airolo–Lavorgo di cui sopra) si basa su un ampio studio realizzato nel 2013 sulla riorganizzazione della rete ad alta e altissima tensione nell'Alto Ticino, che ha coordinato gli obiettivi di risanamento e modernizzazione delle linee con quelli della pianificazione del territorio. In seguito è stato elaborato il progetto preliminare e la procedura PSE è iniziata nel 2015. Un importante passo intermedio è stato compiuto nel 2016 con la definizione come dato acquisito della zona di pianificazione. A causa della sua lunghezza, ai fini dello svolgimento della procedura del piano settoriale il progetto è stato suddiviso in tre tratte parziali, in modo da poter essere realizzato in fasi gestibili. Tuttavia la definizione del corridoio di pianificazione sulla tratta Avegno–Magadino è in ritardo a causa della questione circa l'ubicazione della sottostazione di Magadino, che si trova entro il perimetro dell'area umida protetta «Piano di Magadino». L'entrata in esercizio della nuova linea a 220 kV è prevista per il 2035. Le linee non più necessarie saranno poi smantellate.

(Fonti: UFE/Swissgrid, 2021 / Swissgrid 2015)

➤ Descrizione di altri progetti selezionati: [Versione dettagliata del rapporto di monitoraggio](#)

INTERRAMENTO DI LINEE ELETTRICHE

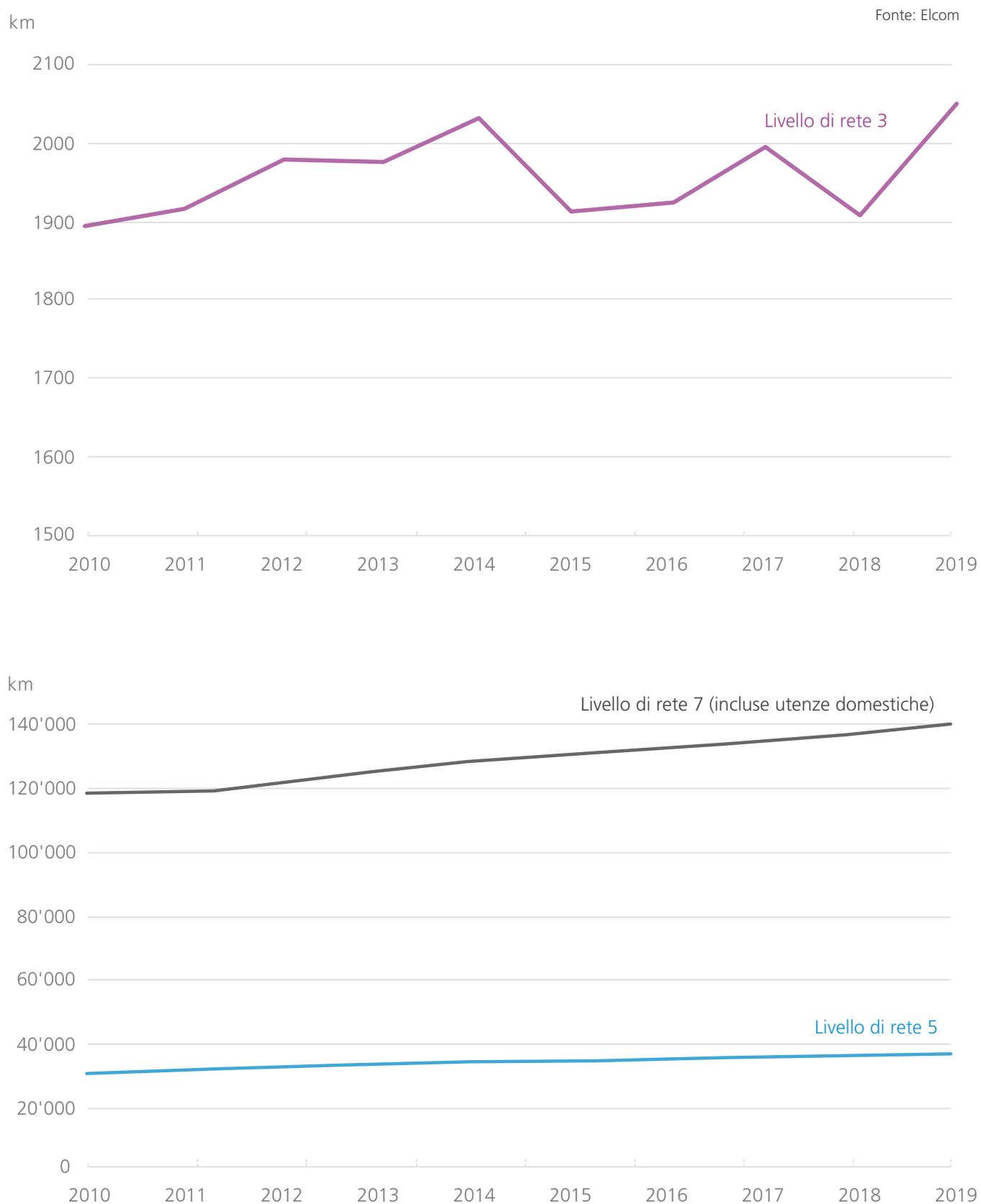


Figura 7: Volume delle linee elettriche interrante della rete di distribuzione (in km)

INTERRAMENTO DI LINEE ELETTRICHE

L'interramento (cablaggio) delle linee elettriche può aiutare la popolazione ad accettare meglio la costruzione di linee elettriche e quindi accelerare la loro realizzazione; di solito, inoltre, migliora la qualità del paesaggio e permette di evitare per gli uccelli rischi di scosse elettriche e di collisioni. La decisione di realizzare una linea della rete di trasmissione (livello di rete 1) come linea aerea o come linea interrata viene presa per ogni singolo caso sulla base di criteri obiettivi. Secondo la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche), le linee della rete di distribuzione (livelli di rete 3, 5 e 7) devono essere interrate, a condizione di non superare un determinato fattore di costo (fattore dei costi aggiuntivi). Il monitoraggio osserva pertanto in primo luogo lo sviluppo del cablaggio nella rete di distribuzione, che fornisce informazioni anche riguardo all'efficacia del fattore dei costi aggiuntivi.

Come mostra la **Figura 7**, dal 2010 si registra un aumento del cablaggio a tutti i livelli della rete di distribuzione, benché in misura differente. In linea generale si osserva che i livelli di rete inferiore presentano una quantità di cablaggio superiore: in particolare al livello di rete 7 le linee elettriche sono già quasi tutte interrate. Anche al livello 5, soprattutto nelle aree urbane, il processo di cablaggio è già molto avanzato. Un aumento solo minimo dei chilometri di linee elettriche interrate, decisamente inferiore rispetto a quello registrato negli altri livelli di rete, si osserva invece al livello di rete 3 (*cf. curva viola nel grafico sopra con scala differente*). Qui la tendenza al cablaggio è ancora lieve. Inoltre, tra il 2014 e il 2015 come anche tra il 2017 e il 2018 sono state registrate tendenze negative, le cui cause non sono chiare. Nel 2019 tuttavia il cablaggio ha registrato un aumento piuttosto forte rispetto all'anno precedente. I tre livelli della rete di distribuzione (linee aeree e cavi interrati, incl. gli allacciamenti domestici) presentano complessivamente circa 203'589 chilometri di linee elettriche, di cui circa l'88 per cento è cablato. Ad oggi la rete di trasmissione (livello di rete 1), lunga circa 6700 chilometri, non presenta invece praticamente linee elettriche interrate. Nel caso della linea «Beznau–Birr» (*cf. sopra*), che presenta l'interramento parziale sul «Gäbühübel» presso Bözberg/Riniken, è stato per contro interrato per la prima volta e messo in esercizio un tratto relativamente lungo (circa 1,3 km) di una linea ad altissima tensione (380 kV). Il cablaggio di linee elettriche al livello di tensione più alto rientra anche nel progetto di rete «Bâtiaz–Le Vernay», che prevede la sostituzione dell'attuale linea aerea a 220 kV che attraversa la valle del Rodano per 1,3 chilometri con una nuova linea in cavo 2 x 380 kV; nell'estate 2021 Swissgrid ha concluso i lavori nelle gallerie, che si estendono per 1,2 chilometri; la messa in servizio della linea sotterranea è prevista per la primavera 2022. Un altro progetto di interramento di una linea di trasmissione è quello della linea a 220 kV esistente nell'ambito del progetto ASR nel Cantone di Ginevra su una lunghezza di 4,5 chilometri. Inoltre, la linea ad altissima tensione 220 kV Airolo–Mettlen sarà posata sottoterra nella galleria stradale del San Gottardo tra Airolo e Göschenen, per circa 18 chilometri (fonti: ElCom, 2021a / UFE/Swissgrid, 2021).

CONTATORI INTELLIGENTI (SMART METER)

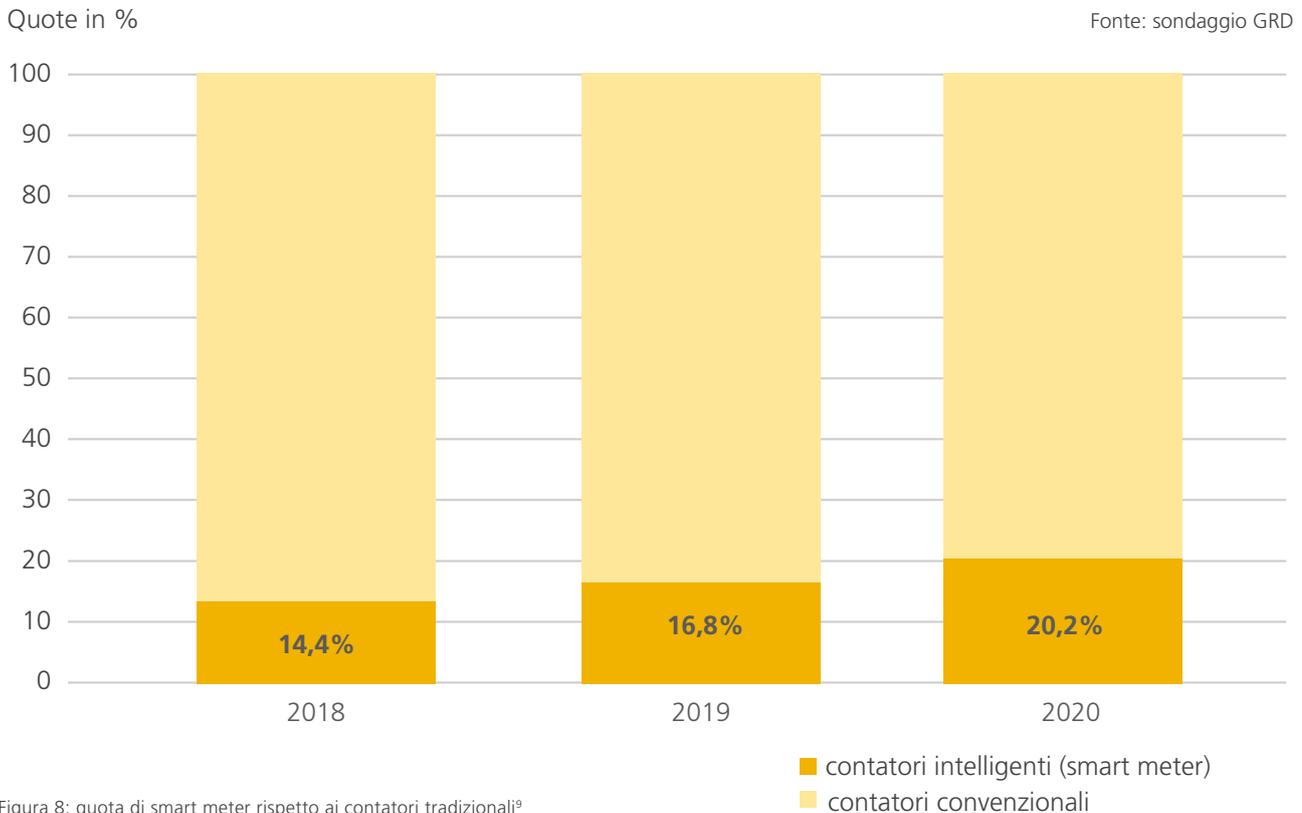


Figura 8: quota di smart meter rispetto ai contatori tradizionali⁹

La quota sempre maggiore di produzione elettrica decentralizzata pone le reti elettriche di fronte a numerose sfide. Oltre all'ammmodernamento e all'ampliamento della rete attuale, un altro importante obiettivo della Strategia energetica 2050 è quindi il passaggio a una rete intelligente (*smart grid*). Grazie alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione è possibile integrare reti di dati alle reti elettriche, disponendo così di nuove funzionalità. Attraverso un controllo intelligente (smart) della rete è possibile, ad esempio, bilanciare la produzione elettrica instabile ottenuta dalle energie rinnovabili e il consumo elettrico. Le smart grid permettono un esercizio del sistema e della rete sicuro, efficiente e affidabile e contribuiscono a ridurre gli interventi di ampliamento sulla rete; nel contempo assume sempre maggiore importanza la sicurezza informatica.

I contatori intelligenti (*smart meter*) rappresentano un elemento centrale delle reti intelligenti e sono considerati il primo importante passo da compiere per la loro nascita. In quest'ottica l'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) fissa requisiti

tecnici minimi da soddisfare e dispone l'introduzione di questi sistemi: entro 10 anni dall'entrata in vigore, a inizio 2018, dell'OAEI (quindi entro la fine del 2027) l'80 per cento di tutti i dispositivi di misurazione presenti in un comprensorio deve soddisfare i suddetti requisiti, mentre il restante 20 per cento può continuare a essere impiegato fino alla fine della propria funzionalità.

Secondo le informazioni fornite dai gestori delle reti di distribuzione (GRD), come mostra la **Figura 8** nel 2020 si contavano circa 1'152'942 smart meter installati e in uso, vale a dire oltre il 20 per cento, una cifra che è cresciuta costantemente negli ultimi anni (fonte: GRD, 2021).

⁹ Dati secondo il sondaggio svolto tra i gestori della rete di distribuzione; non è possibile una verifica completa della plausibilità.

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema **SVILUPPO DELLE RETI** (versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



► **SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO**

Nell'ambito della trasformazione del sistema energetico attraverso il potenziamento delle energie rinnovabili, una maggiore efficienza energetica e la crescente decarbonizzazione ed elettrificazione, occorre considerare con un occhio di riguardo il tema della sicurezza dell'approvvigionamento. La Strategia energetica 2050 intende mantenere a lungo termine l'attuale livello, già elevato, di sicurezza dell'approvvigionamento nel Paese. Tale garanzia è un principio sancito anche nell'articolo costituzionale sulla politica energetica e nella legge sull'energia. Il monitoraggio studia, da un punto di vista generale, la suddivisione dei vettori energetici (diversificazione) e la dipendenza dall'estero, due indicatori che rivelano importanti aspetti dell'andamento della sicurezza dell'approvvigionamento. Considerati l'abbandono graduale del nucleare, il potenziamento delle energie rinnovabili, l'aumento dell'efficienza energetica e la decarbonizzazione a lungo termine e l'elettrificazione del sistema energetico, il monitoraggio si concentra anche sul tema dell'elettricità.

DIVERSIFICAZIONE DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO

La **Figura 9** mostra che nel 2020 i prodotti petroliferi (carburanti e combustibili, inclusi i carburanti per l'aviazione nel traffico aereo internazionale) hanno rappresentato circa il 44 per cento del consumo di energia finale. L'elettricità costituisce circa un quarto del consumo di energia finale e il gas circa il 15 per cento. A seguito della sostituzione degli impianti di riscaldamento e degli aumenti dell'efficienza nel settore degli edifici, la quota dei combustibili petroliferi è diminuita a lungo termine tra il 2000 e il 2020 dell'11 per cento. Nel 2020, a causa della pandemia di Covid-19 la quota di carburanti petroliferi è fortemente diminuita rispetto all'anno precedente (-5%), mentre in precedenza era piuttosto stabile. Questa diminuzione ha comportato l'aumento delle quote di tutti gli altri vettori energetici, nonostante il loro consumo assoluto sia diminuito con la pandemia: gas naturale (+4,1%), elettricità (+4,6%), legna e carbone di legna (+2,0%), come pure delle altre energie rinnovabili (+3,3%) e del teleriscaldamento (+1,3%). Complessivamente l'approvvigionamento energetico è ben diversificato, e ciò contribuisce a una buona sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera (fonte: UFE, 2021a).

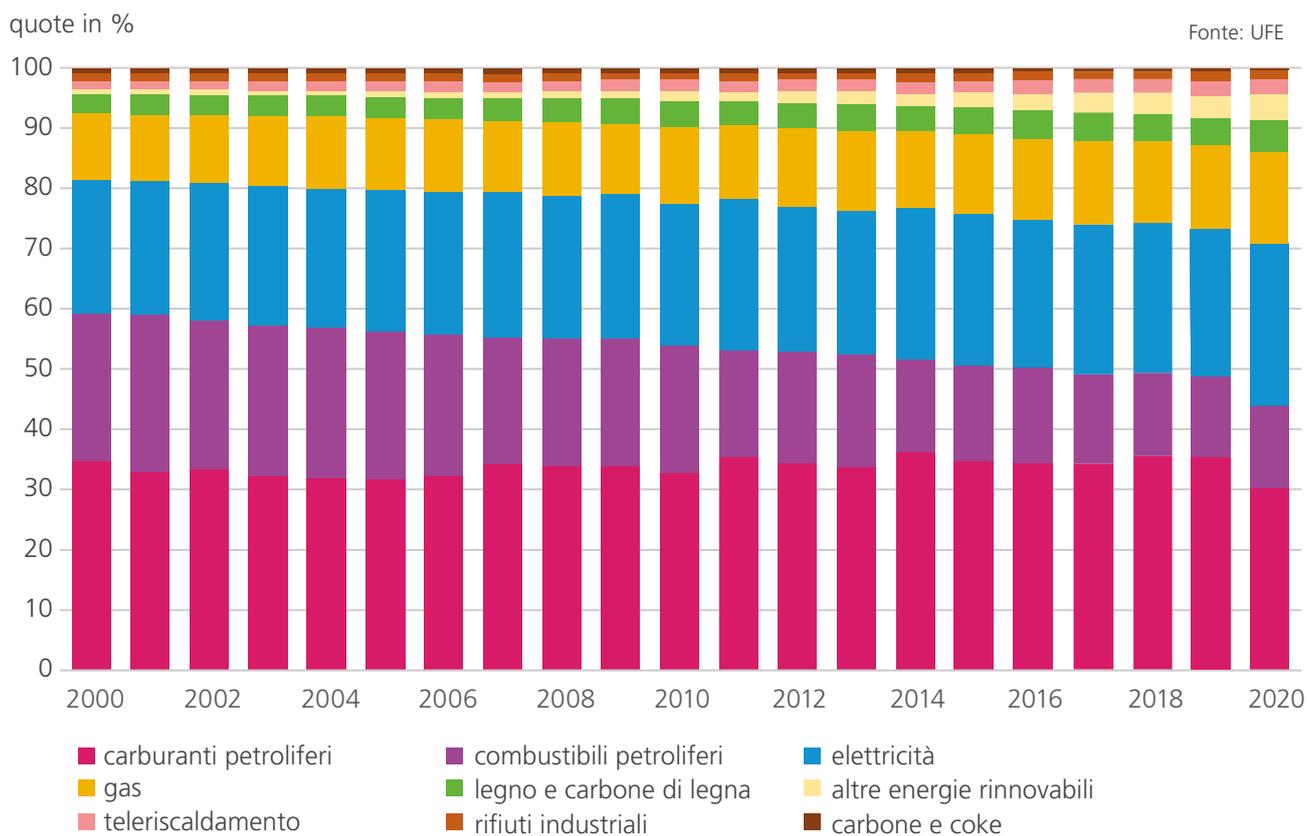


Figura 9: Diversificazione dell'approvvigionamento energetico: consumo energetico finale suddiviso secondo il vettore energetico (quote percentuali)

DIPENDENZA DALL'ESTERO

La **Figura 10** mostra che tra il 2000 e il 2006 l'eccedenza delle importazioni è tendenzialmente aumentata, mentre in seguito è diminuita, seppure con forti oscillazioni occasionali. Contemporaneamente, dal 2000 si registra una crescita tendenziale della produzione nazionale. Le importazioni lorde si compongono sostanzialmente di vettori energetici fossili e di combustibili nucleari. L'energia idroelettrica rimane la principale fonte energetica nazionale, mentre le altre energie rinnovabili fanno registrare una continua crescita. Come mostra la curva grigia del grafico, la quota delle importazioni rispetto al consumo energetico lordo (dipendenza dall'estero) è aumentata dal 2000 al 2006, mentre dal 2006 è in calo, pur mantenendosi su un livello ancora alto: nel 2020 essa era pari al 71,9 per cento (2019: 74,5% e 2006: 81,6%). Questo rapporto, tuttavia, deve essere interpretato con cautela perché dipende da diversi fattori. In linea generale si può affermare che sia le misure di efficienza energetica, che riducono il consumo energetico e quindi le importazioni soprattutto di energie fossili, sia il potenziamento della produzione energetica nazionale da fonti rinnovabili riducono la dipendenza dall'estero e hanno effetti positivi sulla sicurezza dell'approvvigionamento (fonti: UFE, 2021a / UST/UFAM/ARE, 2021).

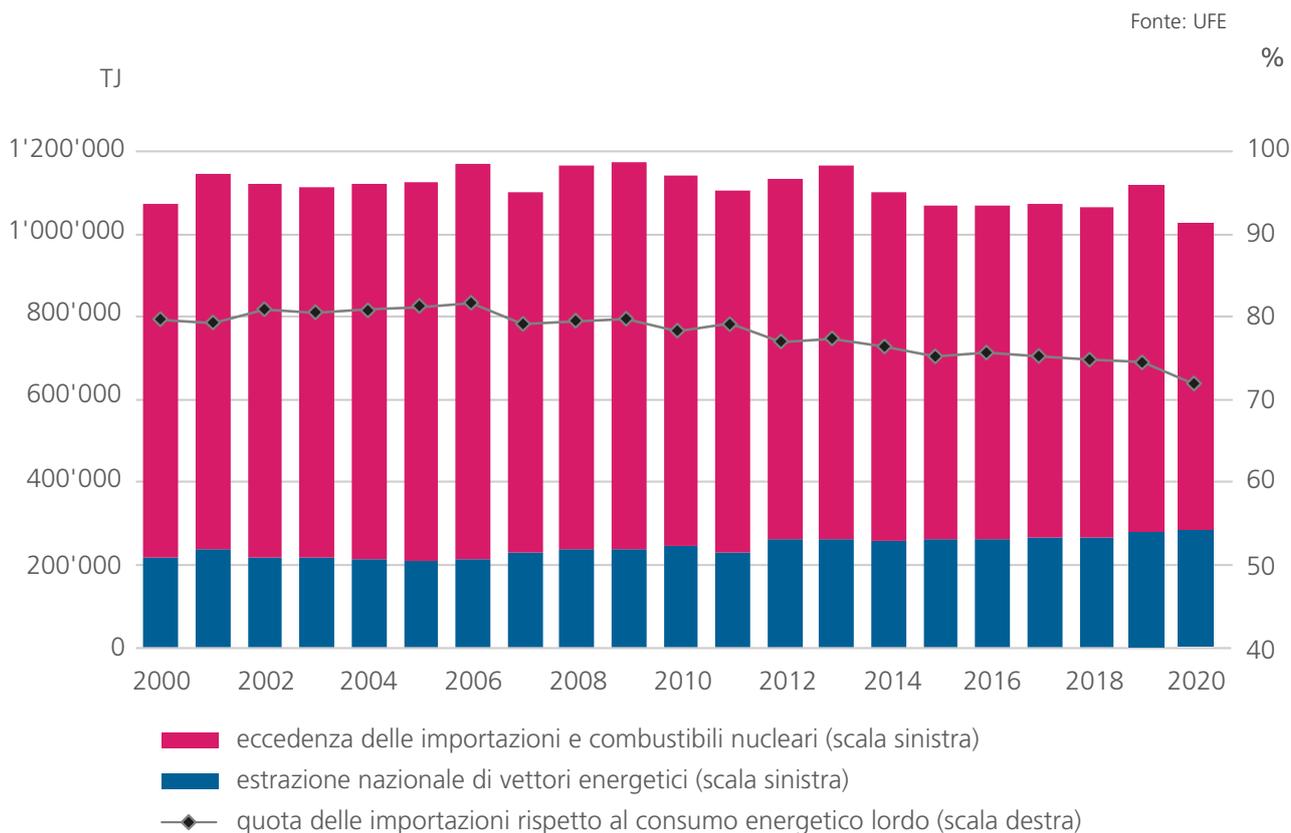


Figura 10: Eccedenza delle importazioni e produzione nazionale (in TJ) e quota di energia importata rispetto al consumo energetico lordo (in %)

RAPPORTI SULLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO A BREVE-MEDIO TERMINE

Il graduale abbandono dell'energia nucleare nel quadro della Strategia energetica 2050 e la decarbonizzazione a lungo termine del sistema energetico pongono grandi sfide alla **sicurezza dell'approvvigionamento elettrico** in Svizzera. Il 18 giugno 2021 il Consiglio federale ha presentato al Parlamento il messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili. Il documento prevede diverse misure per aumentare a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. In particolare sono contemplati fondi aggiuntivi per l'ampliamento della capacità produttiva invernale (principalmente impianti idroelettrici ad accumulazione), la creazione di una riserva energetica e il potenziamento delle energie rinnovabili (Consiglio federale, 2021b). Attualmente, è in particolare al centro dell'attenzione la sicurezza dell'approvvigionamento a breve e medio termine, dopo che nel maggio 2021 il Consiglio federale ha interrotto i negoziati per un accordo istituzionale con l'UE e per il momento quindi non è previsto alcun accordo sull'energia elettrica. Nell'ottobre 2021 il Dipartimento dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) ha informato in merito il Consiglio federale con due corrispondenti rapporti. Su questa base, il Consiglio federale esaminerà in modo approfondito le misure volte a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità della rete e, se necessario, assegnerà i relativi mandati supplementari. Il Consiglio federale ha già invitato la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) a elaborare un piano per coprire il carico di picco con centrali a gas. Inoltre il DATEC presenterà al Consiglio federale un'analisi del potenziale di efficienza elettrica fino al 2025 (Consiglio federale, 2021h).

Rapporto di ElCom e Swissgrid sulle misure da adottare a livello di rete: Il rapporto descrive circa 80 possibili misure da attuare nei settori rete, consumo e produzione con priorità e orizzonti temporali diversi. In questa fase i costi e l'effetto di tali misure sono però stati stimati solo in modo molto appros-

simativo. Numerose misure interessano Swissgrid e si trovano già in fase di attuazione o perlomeno di pianificazione. Attualmente la ElCom definisce sei misure come prioritarie. Rientra in questa categoria la conclusione di accordi tecnici di diritto privato tra Swissgrid e i gestori delle reti di trasporto europei. Inoltre, vengono proposti la sostituzione anticipata dei trasformatori di accoppiamento tra la rete a 220 kV e la rete a 380 kV per gestire meglio i flussi di elettricità, l'incremento della tensione sulla rete di trasporto per aumentare la capacità delle linee, un migliore coordinamento tra la rete di trasporto e le reti sovraregionali, l'ottimizzazione dei lavori di manutenzione e l'adeguamento dei piani di esercizio. Dalla valutazione delle misure emerge che le principali misure a breve termine sono già state adottate o sono in fase di attuazione, secondo la conclusione dello studio. Ora si tratta soprattutto di imprimere un'accelerazione e, se possibile, di attuarle prima del 2025. Dall'analisi delle misure, tuttavia, emerge anche chiaramente che le opportunità di miglioramento realizzabili entro il 2025 sono piuttosto limitate per varie ragioni. La ElCom raccomanda pertanto di proseguire i lavori preparatori per le misure ai sensi dell'articolo 9 della legge sull'approvvigionamento elettrico (efficienza, centrale a gas di riserva, idroelettrica) (fonte: ElCom, 2021c).

Ripercussioni della mancata collaborazione con l'UE (worst case): i problemi che possono sorgere in vista del nuovo quadro normativo dell'UE a partire dal 2025 sono oggetto di uno studio esterno che, vista l'incertezza in merito alla conclusione di un accordo sull'energia elettrica, è stato commissionato all'inizio del 2020 dall'UFE e dalla ElCom alla società di consulenza Frontier Economics. Detto studio illustra che la regolamentazione del mercato interno europeo dell'elettricità si è evoluta considerevolmente dal 2007, ovvero dall'inizio dei negoziati per un accordo sull'energia elettrica. Questo interessa anche la Svizzera, poiché la rete di trasporto elvetica è strettamente collegata ai Paesi limitrofi. Dal 2020 è in vigore un nuovo pacchetto di regolazione denominato «Clean Energy Package», secondo cui, a partire

RAPPORTI SULLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO A BREVE-MEDIO TERMINE

dal 2025, tutti i gestori delle reti di trasporto europei dovranno mantenere almeno il 70 per cento delle capacità di rete transfrontaliere libere per il commercio di elettricità all'interno dell'UE. La legislazione europea non regola tuttavia il modo in cui debbano essere considerate le capacità di frontiera verso Paesi terzi come la Svizzera. Questo potrebbe limitare notevolmente le capacità d'importazione della Svizzera. Inoltre, potrebbero aumentare in modo considerevole i flussi non pianificati di elettricità causati dal commercio di energia elettrica nei Paesi limitrofi, al punto da compromettere la stabilità della rete svizzera. Lo studio analizza la sicurezza della rete e dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera nel 2025 (anno in cui la regola del 70% sarà attuata integralmente nell'UE), utilizzando tre scenari con diversi gradi di collaborazione possibili tra la Svizzera e l'UE. Tutti e tre gli scenari si basano sull'ipotesi peggiore («worst case»). Si ipotizza una situazione di forte disagio, in cui le capacità di frontiera con i Paesi limitrofi sono ridotte di oltre il 70 per cento e i due reattori Beznau I+II, come pure un terzo della produzione derivante dalle centrali nucleari francesi, non sono disponibili:

- **Nel primo scenario non è previsto nessun tipo di collaborazione.** I Paesi limitrofi applicano la regola del 70 per cento, limitando la capacità di trasporto da e verso la Svizzera. In circostanze normali, la sicurezza della rete e dell'approvvigionamento è garantita. Nel caso peggiore definito per lo studio, tuttavia, la situazione diventa critica verso la fine del mese di marzo: per ben 47 ore, potrebbe non essere disponibile una quantità di energia elettrica sufficiente a soddisfare la domanda in Svizzera: mancherebbero 66 gigawattora di energia all'anno¹⁰.
- **Nel secondo scenario Swissgrid stipula degli accordi tecnici con i gestori delle reti di trasporto europei,** così da garantire che la Svizzera venga considerata nell'applicazione della regola del 70 per cento alle frontiere con il Nord Italia, la Francia, la Germania e l'Austria. Questo scenario permette di gestire in modo sicuro il caso peggiore. La Svizzera disporrebbe in ogni momento di una quantità sufficiente di energia. Al momento è tuttavia incerto se sarà possibile concludere per tempo tali accordi.
- **Il terzo scenario prevede la stipula di un accordo sull'energia elettrica che assicura alla Svizzera la partecipazione al mercato interno europeo dell'elettricità.** Questo scenario permette di gestire al meglio il caso peggiore.

RAPPORTI SULLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO A BREVE-MEDIO TERMINE

Uno scenario senza una collaborazione tecnica garantita mediante contratto rappresenta una situazione svantaggiosa per la Svizzera, secondo la conclusione dello studio: la sicurezza di approvvigionamento come pure la sicurezza della rete ne risulterebbero indebolite. La collaborazione tecnica garantita da contratto con i gestori delle reti di trasporto europei migliorerebbe la sicurezza della rete e dell'approvvigionamento della Svizzera. Nelle situazioni critiche, per le importazioni di elettricità la capacità di trasporto alle frontiere tra la Svizzera e l'Austria, la Francia, la Germania e l'Italia sarebbe sufficiente. Un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE migliorerebbe ulteriormente la sicurezza della rete e dell'approvvigionamento della Svizzera (fonte: Frontier Economics, 2021).

10 Il consumo giornaliero in una tipica giornata invernale corrisponde a circa 180–200 GWh (fonte: statistica dell'elettricità 2020).

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO:

- [Versione dettagliata del rapporto di monitoraggio](#)
- [Rapporti sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a breve-medio termine](#)
- [Rapporti dell'UFE sulla system adequacy](#)
- [Rapporti della ElCom sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico](#)
- [Rapporto PENTA sulla visione regionale della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico \(Europa centrooccidentale\)](#)

► SPESE E PREZZI

Oltre alla sicurezza e all'impatto ambientale, un'altra importante dimensione dell'approvvigionamento energetico sostenibile è l'economicità. L'articolo 89 della Costituzione federale e l'articolo 1 della legge sull'energia sanciscono il principio secondo il quale si deve perseguire un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico ed ecologico. La Strategia energetica 2050 persegue la trasformazione graduale del sistema energetico svizzero a seguito del graduale abbandono dell'energia nucleare e degli altri profondi cambiamenti nel settore energetico, senza che venga compromessa la competitività internazionale della piazza economica svizzera. Questo tema si concentra pertanto sul monitoraggio della spesa energetica del consumatore finale e sui prezzi dell'energia¹¹.

¹¹ In questo ambito tematico gli indicatori riguardano lo sviluppo fino alla fine del 2020. Gli aumenti dei prezzi osservati su diversi mercati energetici nel 2021 (cfr. tema «Contesto internazionale»), che hanno un impatto anche sulla Svizzera (soprattutto olio, gas ed elettricità), non sono ancora riportati nei grafici seguenti.

SPESA ENERGETICA DEL CONSUMATORE FINALE

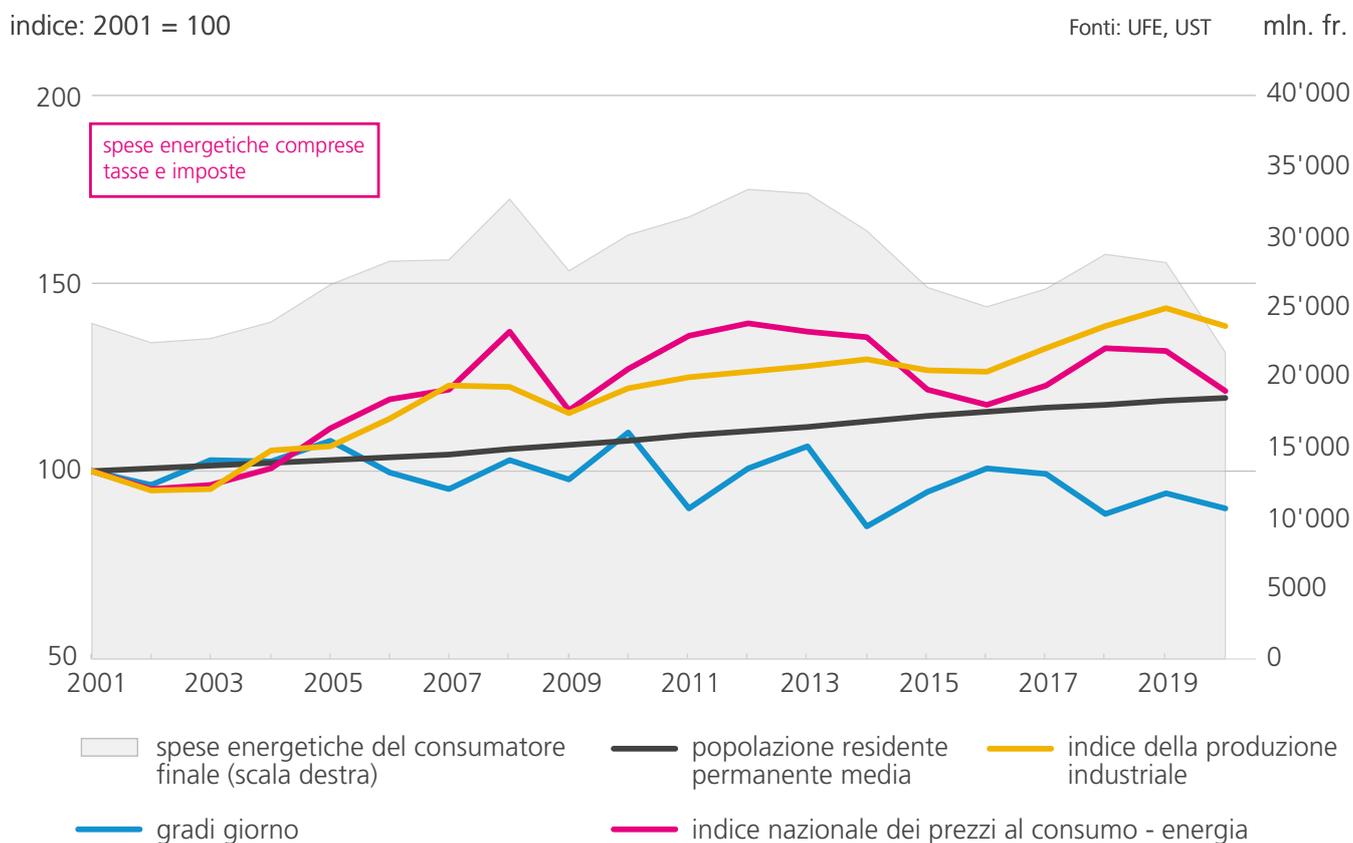


Figura 11: andamento della spesa energetica del consumatore finale (in mio. fr., stime) e fattori di influenza (indicizzati)

La **Figura 11** mostra l'andamento della spesa energetica sostenuta dal consumatore finale in Svizzera, che nel 2020 è stata di circa 21,7 miliardi di franchi. Si tratta del valore più basso dal 1999: a seguito della pandemia di Covid-19, i prezzi di numerosi vettori energetici sono crollati e le quantità consumate diminuite. La riduzione è stata particolarmente pronunciata nella spesa per i combustibili e i carburanti prevalentemente fossili¹² che comunque rappresenta ancora circa il 40 per cento, ossia una quota leggermente inferiore rispetto alla spesa per l'elettricità. Per il gas, si spende più del 10 per cento e il resto per i combustibili solidi e il teleriscaldamento¹³. Tra il 2001 e il 2019 la spesa energetica è aumentata mediamente dello 0,9 per cento all'anno; fino al 2020 invece, a causa della

situazione straordinaria, la spesa energetica è diminuita del 23 per cento rispetto all'anno precedente, ed è stata quindi addirittura minore che nel 2001. Durante lo stesso periodo sono aumentati anche la produzione industriale (1,6% l'anno), la popolazione (0,9% l'anno) e l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'energia (1,0% l'anno). Da notare è che l'andamento della spesa del consumatore finale e quello dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'energia si assomigliano: ciò è da ricondurre anche al fatto che sul breve periodo il comportamento dei consumatori non viene influenzato, se non minimamente, dai prezzi dell'energia bensì piuttosto da fattori già esistenti e invece costanti, quali veicoli e abitazioni. In questo contesto si parla anche di una bassa elasticità dei prezzi sul breve periodo.

SPESA ENERGETICA DEL CONSUMATORE FINALE

Rispetto ad altri anni nel 2008 si è osservato un netto aumento della spesa dei consumatori finali e dei prezzi dell'energia, seguito da un calo nell'anno successivo: ciò si può spiegare in parte con la ripresa economica e la successiva contrazione dovuta alla crisi finanziaria ed economica. Nel 2020 la spesa ha subito una diminuzione molto più netta rispetto ai prezzi. Ciò è riconducibile al fatto che con la pandemia è stata consumata meno energia, in particolare carburante. Una migliore efficienza energetica può avere un effetto frenante sul consumo energetico e di conseguenza sulla spesa dei consumatori finali (fonte: UFE, 2021a / UST, 2021).

12 Nel 2020 il 3,7% della benzina e del diesel consumati erano di origine biogena, ossia non erano derivati dal petrolio (comunicato stampa UFE v. 21 giugno 2021).

13 Le spese energetiche comprendono, oltre alle spese per l'energia e il suo trasporto, anche tutte le imposte e tasse (ad es. tassa sul CO₂, imposta sugli oli minerali, IVA, ecc.). Secondo una stima dell'UFE, nel 2019 l'importo di imposte e tasse è stato pari a 5,03 mia. fr. per i carburanti petroliferi, a 1,32 mia. fr. per i combustibili petroliferi, a 2,03 mia. fr. per l'elettricità (senza corrispettivi per l'utilizzazione della rete) e a 0,75 mia. fr. per il gas (senza corrispettivi per l'utilizzazione della rete).

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

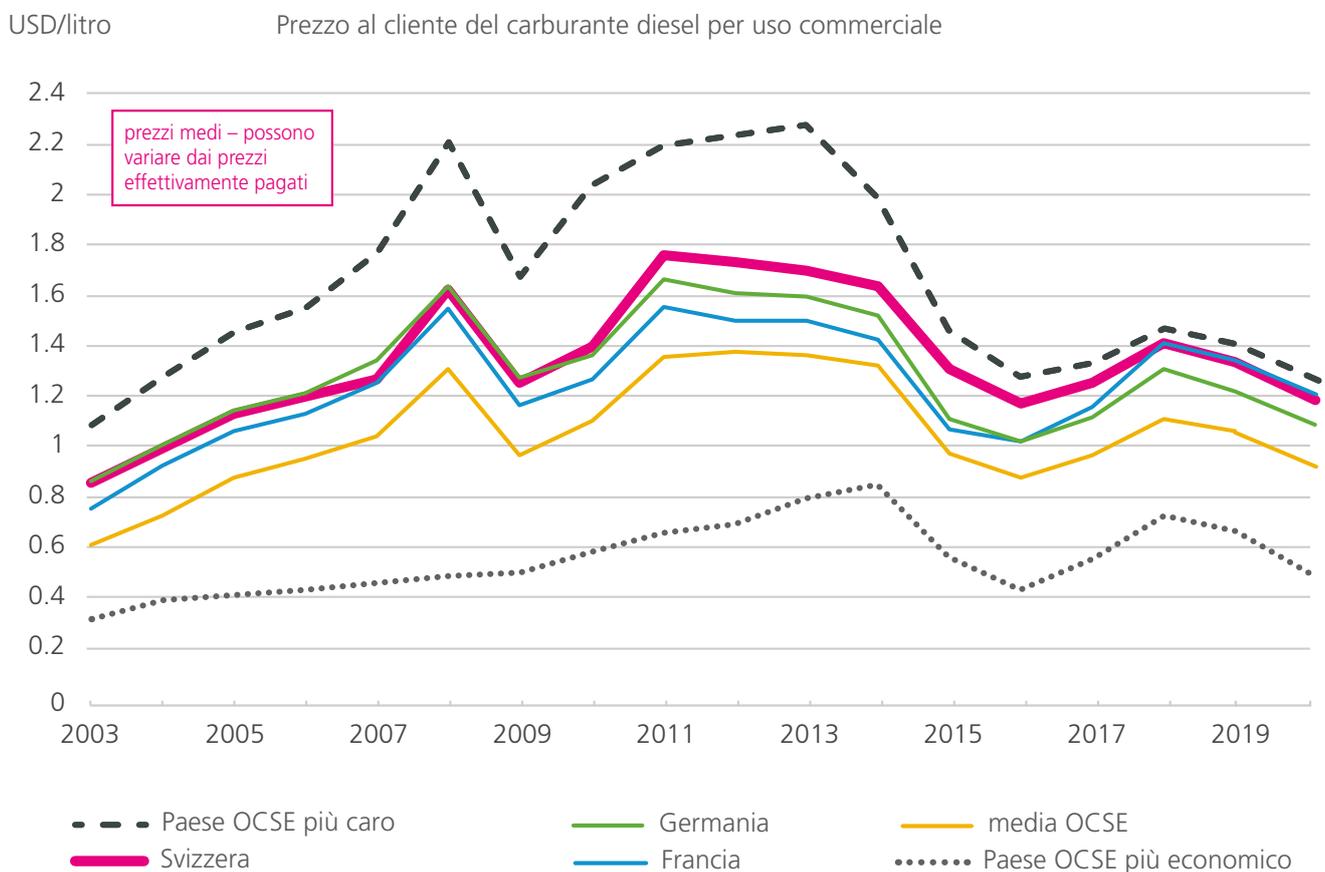
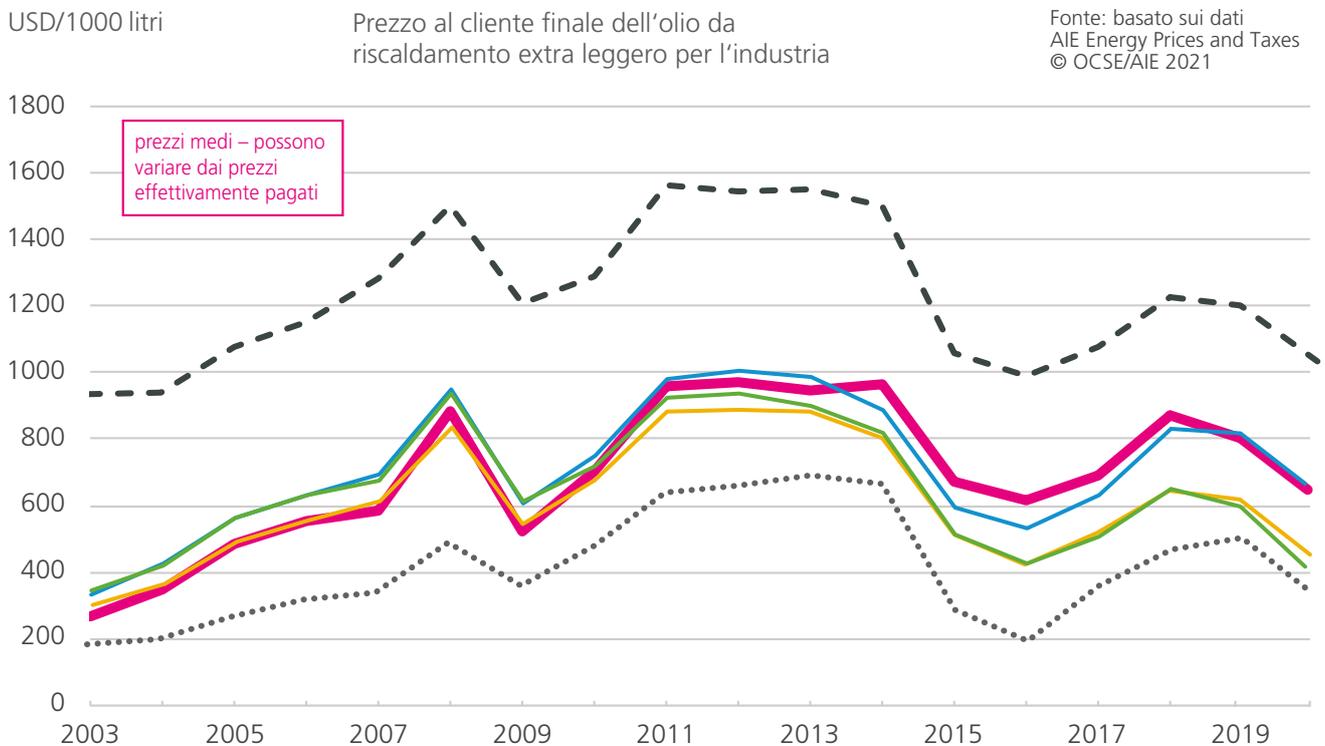


Figura 12: Prezzi medi al consumatore finale di olio da riscaldamento e diesel (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

Sia la materia prima petrolio, sia l'olio combustibile e il diesel, due vettori energetici derivati della sua raffinazione, sono oggetto di negoziazione a livello globale. Ciò può essere il motivo alla base dell'andamento molto simile dei loro prezzi osservato nella maggior parte dei Paesi presi in esame (cfr. **Figura 12**). In Svizzera il prezzo dell'**olio combustibile** superava la media OCSE anche nel 2020. Rispetto all'anno precedente, nel 2020, anno della pandemia di Coronavirus, i prezzi dei prodotti petroliferi sono nettamente diminuiti a livello mondiale e quindi anche in Svizzera. Una spiegazione dell'aumento dei prezzi svizzeri registrato negli ultimi anni rispetto ad altri Paesi potrebbe risiedere almeno in parte nell'aumento graduale della tassa sul CO₂, che dalla sua introduzione nel 2008, è passata da 12 ai 96 franchi a tonnellata di CO₂ del 2018. Gli aumenti sono dovuti al fatto che gli obiettivi biennali intermedi di riduzione delle emissioni dei combustibili fossili fissati dal Consiglio federale non erano stati raggiunti. In Svizzera il livello del prezzo del **diesel** è superiore a quello della Germania o alla media OCSE; – l'anno scorso in tutti i Paesi presi in esame sono diminuiti i prezzi anche di questo prodotto petrolifero. Dal 2018 il livello del prezzo in Francia ha raggiunto quello della Svizzera. Diversa dovrebbe presentarsi la situazione per la benzina poiché in Svizzera il diesel viene tassato relativamente di più rispetto alla benzina in confronto ad altri Paesi. Il monitoraggio non riporta però alcuna informazione sul prezzo della benzina rispetto alla situazione internazionale in quanto nell'industria la benzina ricopre un ruolo secondario. Il prezzo del diesel in Svizzera è molto più vicino a quello del Paese OCSE più caro che non a quello del Paese OCSE più economico (fonte: OCSE/AIE, 2021a).

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

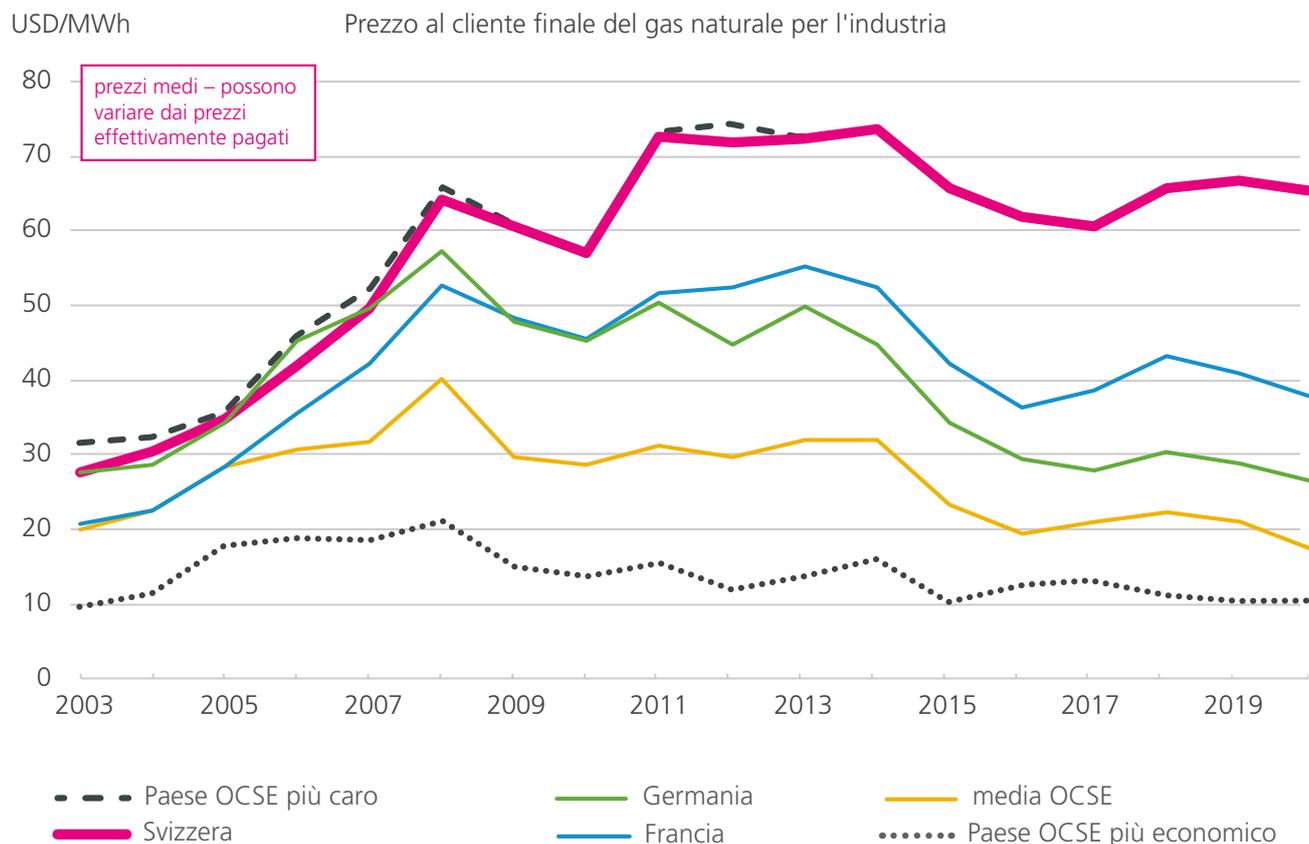
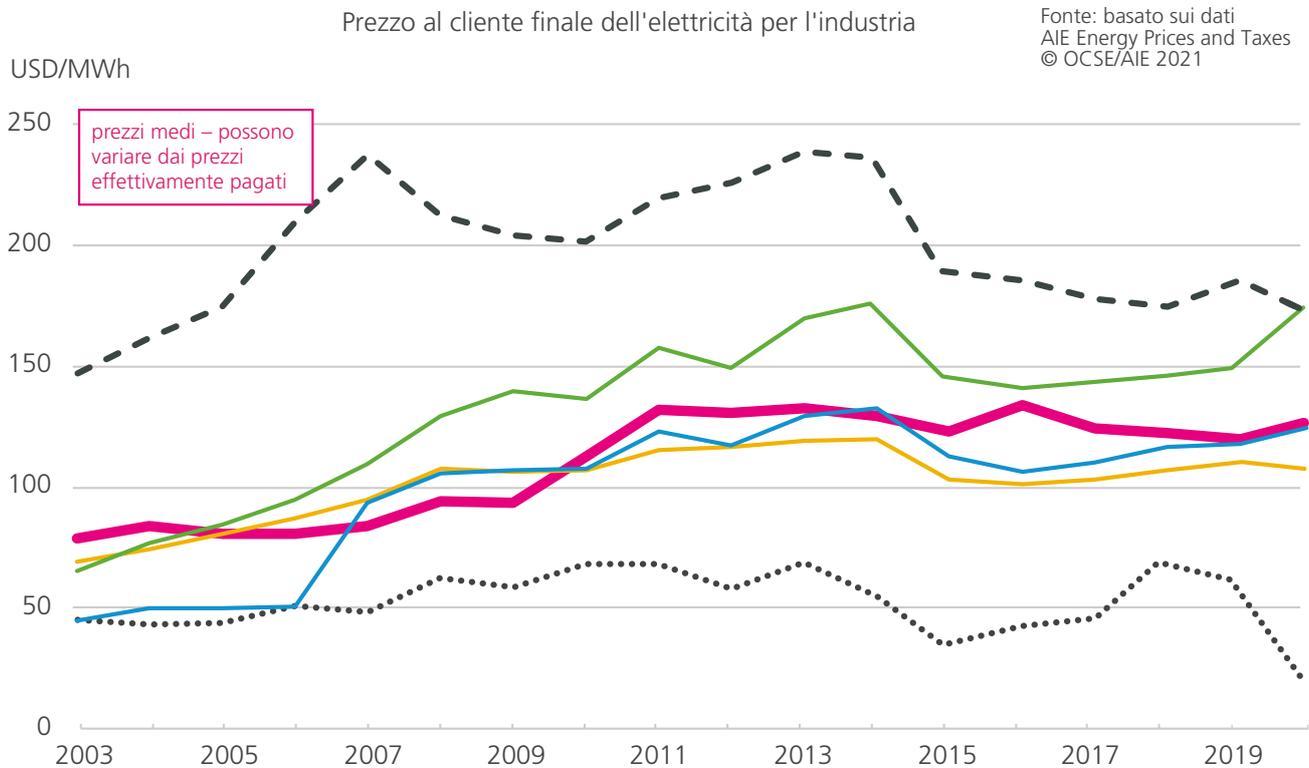


Figura 13: Prezzi medi al consumatore finale per elettricità e gas naturale (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

Il prezzo dell'elettricità dipende da molti fattori, tra i quali le tecnologie impiegate per la produzione, i costi di produzione e di trasporto, la capacità delle reti, le strutture del mercato e le tasse. L'andamento dei prezzi dell'elettricità in Svizzera presenta una tendenza poco marcata simile a quella osservata in Francia e alla media dei Paesi OCSE (cfr. **Figura 13**). Il livello dei prezzi in Svizzera è vicino alla media OCSE e a quello della Francia, mentre è inferiore a quello della Germania, che nel 2020 ha registrato il prezzo più elevato tra i Paesi OCSE. Le differenze tra i livelli di prezzo devono tuttavia essere interpretate con cautela, perché le imprese ad elevato consumo di energia elettrica possono essere esonerate dalle tasse incluse nel prezzo e perché la banca dati è incompleta: infatti, in Svizzera non vengono rilevati i prezzi applicati ai clienti industriali che si approvvigionano attraverso il libero mercato. A partire dall'apertura parziale del mercato la quota di questi clienti industriali è costantemente aumentata. Oggi circa due terzi dei clienti che hanno diritto di accedere al libero mercato usufruiscono di tale diritto e consumano oltre quattro quinti della quantità di energia corrispondente. In territorio elvetico i prezzi del **gas naturale** sono nettamente superiori a quelli della Germania, della Francia e della media dei Paesi OCSE. Nel 2010, nel 2011 e dal 2013 la Svizzera è stata il Paese OCSE con i prezzi del gas naturale più elevati. La differenza rispetto agli altri paesi OCSE è notevole, in particolare nei confronti del Canada, il Paese con i prezzi più bassi nel 2020. Sono molteplici le possibili spiegazioni di un simile scarto: ad esempio, l'aumento summenzionato della tassa sul CO₂ sui combustibili, che si è ripercosso sulle cifre. A questo riguardo va anche osservato che alcune imprese possono farsi esonerare dalla tassa se si impegnano a ridurre le proprie emissioni (ciò non emerge però dalle cifre presentate nel rapporto); anche queste imprese pagano il prezzo al cliente

finale, ma possono chiedere il rimborso dalla tassa. La tassa sul CO₂ spiega solo in parte il prezzo relativamente alto, e comunque non per gli anni precedenti al 2008. Altre possibili spiegazioni si possono ricercare nei maggiori costi di rete (dovuti ai pochi, in proporzione, allacciamenti per chilometro) e nell'intensità della concorrenza: negli altri Paesi considerati nel confronto, infatti, il mercato del gas era completamente aperto nel periodo preso in esame. Nel 2012 in Svizzera sono state regolate, tramite una convenzione tra associazioni, le condizioni per l'acquisto del gas naturale da parte dei grandi clienti industriali; grazie a questa convenzione, alcune centinaia di clienti finali possono scegliere liberamente il proprio fornitore di gas. A fine ottobre 2019 il Consiglio federale ha posto in consultazione una legge sull'approvvigionamento di gas, proponendo un'apertura parziale del mercato grazie alla quale un numero sensibilmente maggiore di clienti (circa 40'000 centri di consumo) avrebbe la possibilità di accedere liberamente al mercato. Inoltre, con una decisione di giugno 2020 la Commissione della concorrenza ha liberalizzato completamente il mercato del gas nella regione di Lucerna. La Commissione si aspetta che tale decisione possa essere un esempio per tutta la Svizzera (fonti: OCSE/AIE, 2021a / Consiglio federale, 2019b / COMCO, 2020).

14 Fonte: Rapporto d'attività della ElCom 2020, pag. 35.

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema **SPESE E PREZZI** (versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)

► EMISSIONI DI CO₂

Tra politica energetica e politica climatica esiste una relazione molto stretta dal momento che in Svizzera circa tre quarti delle emissioni di gas serra vengono prodotti attraverso l'impiego di vettori energetici fossili. La Strategia energetica 2050 intende dare un contributo alla riduzione del consumo di energie fossili e quindi delle emissioni di gas serra dell'energia. In tal modo sostiene il raggiungimento degli obiettivi della politica climatica fino al 2030 e l'obiettivo a lungo termine stabilito nel 2019 dal Consiglio federale di emissioni nette di gas serra pari a zero entro il 2050, concretizzato nella corrispondente strategia climatica a lungo termine (Consiglio federale, 2019a+2021a). Il gas serra più importante in termini quantitativi è il diossido di carbonio (CO₂), prodotto principalmente attraverso la combustione di combustibili e carburanti fossili (olio da riscaldamento, gas naturale, benzina, diesel). Il monitoraggio annuo osserva pertanto l'andamento delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico pro capite, complessive e nei singoli settori come pure rispetto ad altre grandezze. La fonte più importante per gli indicatori è l'inventario dei gas serra della Svizzera, stilato ogni anno dall'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM) secondo le disposizioni della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sul clima.

EMISSIONI PRO CAPITE DI CO₂ LEGATE AL CONSUMO ENERGETICO

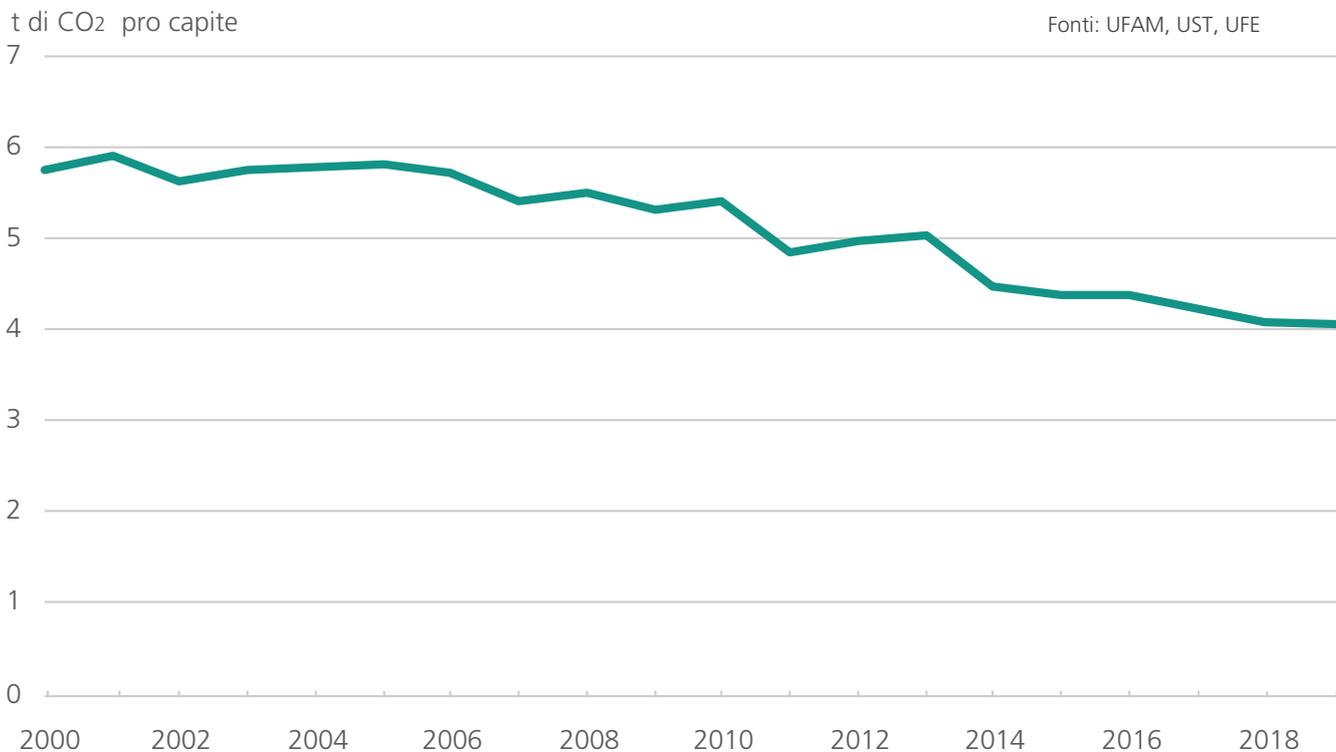


Figura 14: Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico (in t CO₂ pro capite)¹⁵

Le Prospettive energetiche 2050+ illustrano in che modo la Svizzera può trasformare il proprio approvvigionamento energetico entro il 2050 in linea con l'obiettivo del Consiglio federale di emissioni nette di gas serra pari a zero (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Questo obiettivo riguarda anche le emissioni di CO₂ legate al consumo energetico. Di conseguenza, l'obiettivo strategico superiore a lungo termine secondo il messaggio del 2013 concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050, ossia la riduzione entro il 2050 delle emissioni di CO₂ a 1–1,5 tonnellate pro capite, è ormai superato. In un mondo a emissioni nette pari a zero, in cui tutte le emissioni evitabili devono essere eliminate entro il 2050, secondo le Prospettive energetiche 2050+ rimane una quota di emissioni di gas serra legate all'energia di circa 0,4 tonnellate pro capite. La **Figura 14** mostra che dal 2000, in Svizzera, le emissioni di CO₂ legate al consumo energetico pro capite sono in continua diminuzione; mentre dal 2000 quelle totali sono diminuite, nello stesso periodo la popolazione ha continuato a crescere. Si sta verificando pertanto un crescente disaccoppiamento tra crescita demografica ed emissioni di CO₂. Nel 2019 le emissioni nazionali

pro capite erano pari a circa 4,0 tonnellate, il 30 per cento meno del valore del 2000 (5,8 tonnellate)¹⁶. Dal confronto internazionale emerge che in Svizzera le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico sono piuttosto basse, e ciò grazie al fatto che la produzione elettrica del Paese è in larga misura a emissioni zero di CO₂ e che alla creazione del valore aggiunto contribuisce in misura considerevole il settore dei servizi. Tuttavia, per poter raggiungere entro il 2050 l'obiettivo climatico di emissioni nette di gas serra pari a zero, le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico devono diminuire in maniera più netta rispetto a quanto è avvenuto sinora (fonti: UFAM, 2021 / UST, 2021 / UFE, 2021a).

¹⁵ Delimitazione conformemente alla legge sul CO₂ (escluso il traffico aereo internazionale, inclusa la differenza statistica). Senza correzione per le condizioni climatiche.

¹⁶ A titolo di confronto, le emissioni pro capite di tutti i gas serra nel 2019 erano di circa 5,4 tonnellate. Rispetto al valore del 2000 (7,4 t), questo corrisponde a una diminuzione di poco meno del 23%. In termini percentuali, le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo di energia sono quindi diminuite in modo lievemente maggiore dei gas serra totali.

EMISSIONI DI CO₂ LEGATE AL CONSUMO ENERGETICO TOTALI E SUDDIVISE PER SETTORE

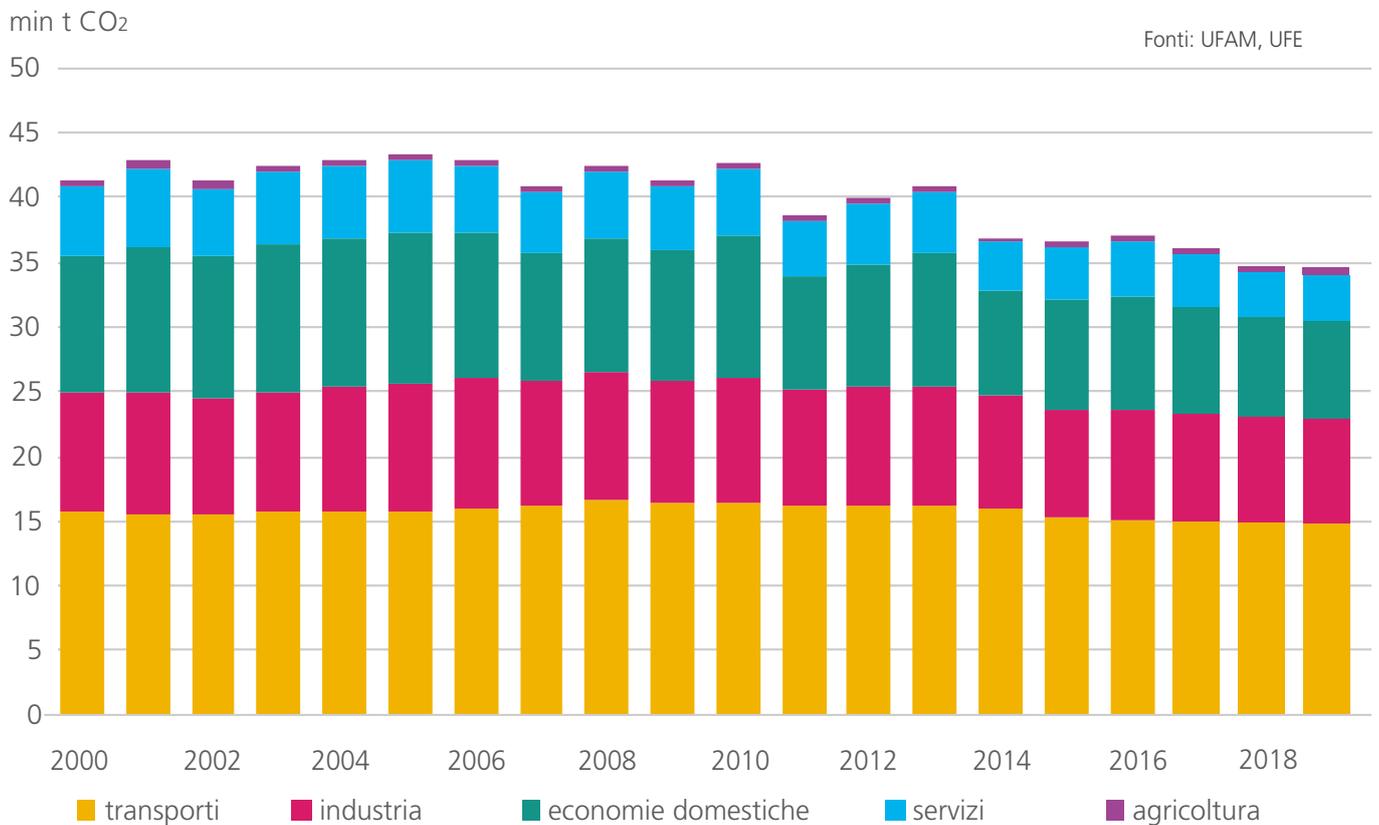


Figura 15: Emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore (in mio. t CO₂, escluso il traffico aereo internazionale)

Nel 2019 le emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali (v. **Figura 15**) raggiungevano i 34,6 milioni di tonnellate di CO₂, ossia il 17 per cento in meno rispetto al 2000. La quota maggiore di emissioni è da attribuire al settore dei *trasporti* (quota 2019: 43%; escluso il traffico aereo internazionale), principalmente al traffico stradale motorizzato¹⁷. Tra il 2000 e il 2019 le emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti sono diminuite di circa 1 milione di tonnellate. Il traffico aereo internazionale svolge un ruolo sempre più importante. Dopo un calo all'inizio del millennio, le sue emissioni sono aumentate costantemente dal 2005 e nel 2019 ammontavano a 5,7 milioni di tonnellate di CO₂¹⁸. Nel settore dell'*industria* (quota 2019: 23%) le emissioni di CO₂ legate al consumo energetico derivano principalmente dalla produzione di beni e in parte minore

dal riscaldamento degli edifici. Dal 2000 si registra una leggera diminuzione, che dimostra, tra le altre cose, l'efficacia delle misure adottate, l'aumento dell'efficienza energetica e un disaccoppiamento tra produzione industriale ed emissioni di CO₂. Le oscillazioni registrate nel corso del tempo sono collegate principalmente alle condizioni congiunturali e meteorologiche. Nel settore delle *economie domestiche* (quota 2019: 22%) le emissioni prodotte sono da ricondurre prima di tutto al riscaldamento degli edifici e alla produzione di acqua calda. Dal 2000 tali emissioni sono diminuite, nonostante l'aumento della superficie riscaldata, il che testimonia tra l'altro l'aumento dell'efficienza energetica e la crescente tendenza a sostituire le vecchie tecnologie con tecnologie a basse emissioni di CO₂. Poiché sono ancora molti i sistemi di riscaldamento a combustibili

EMISSIONI DI CO₂ LEGATE AL CONSUMO ENERGETICO TOTALI E SUDDIVISE PER SETTORE

fossili in uso, le emissioni annuali dipendono in larga misura dalle condizioni meteorologiche. Negli anni caratterizzati da inverni più freddi la quota di emissioni è maggiore, mentre in quelli con inverni più miti è minore. La situazione è analoga nel settore dei *servizi* (quota 2019: 10%): anche qui dal 2000 le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico sono in lieve calo, ma presentano chiare oscillazioni legate alle condizioni meteo. Anche nel settore dell'*agricoltura*, infine, dal 2000 le emissioni di CO₂ derivanti dal consumo energetico sono leggermente calate. Rispetto al totale delle emissioni di CO₂ la loro quota è piccola (quota 2019: 2%). Nel settore dell'*agricoltura*, a livello di gas serra, sono importanti non tanto le emissioni di CO₂ che derivano dal consumo energetico, quanto soprattutto il metano e il diossido di azoto. Nel complesso, dal 2000 le quote nei singoli settori rispetto al totale delle emissioni di CO₂ derivanti dal consumo energetico sono

cambiate solo di poco: nei trasporti e nell'industria si è osservato un aumento (rispettivamente dal 38 al 43% e dal 22 al 23%), mentre la quota delle economie domestiche e dei servizi si è ridotta leggermente (fonti: UFAM, 2021+2018 / UFE, 2021a / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

17 In alcune sue pubblicazioni l'UFE indica la quota di emissioni a effetto serra prodotte dal settore dei trasporti rispetto al totale. Attualmente questa quota è pari a circa un terzo (32%).

18 Il traffico aereo internazionale non è incluso nel bilancio internazionale e pertanto non è nemmeno incluso nella valutazione del raggiungimento degli obiettivi della politica climatica. Se fosse compreso, la sua quota sul totale di emissioni di CO₂ legate all'energia sarebbe di quasi il 14%. Se il traffico aereo fosse assegnato al settore dei trasporti, la quota di quest'ultimo sarebbe pari al 28%.

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema **EMISSIONS DE CO₂** (versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



► RICERCA E TECNOLOGIA

Gli obiettivi a lungo termine della Strategia energetica 2050 richiedono un ulteriore avanzamento tecnologico. Per dare una spinta a tale avanzamento la Svizzera ha stanziato una quantità decisamente superiore di fondi per la ricerca in ambito energetico. I progressi della ricerca e della tecnologia non sono di norma misurabili attraverso indicatori. Il monitoraggio annuo si concentra perciò sull'esame delle spese pubbliche destinate alla ricerca energetica, come indicatore dell'impegno profuso a favore della ricerca energetica.

SPESE DEL SETTORE PUBBLICO PER LA RICERCA ENERGETICA

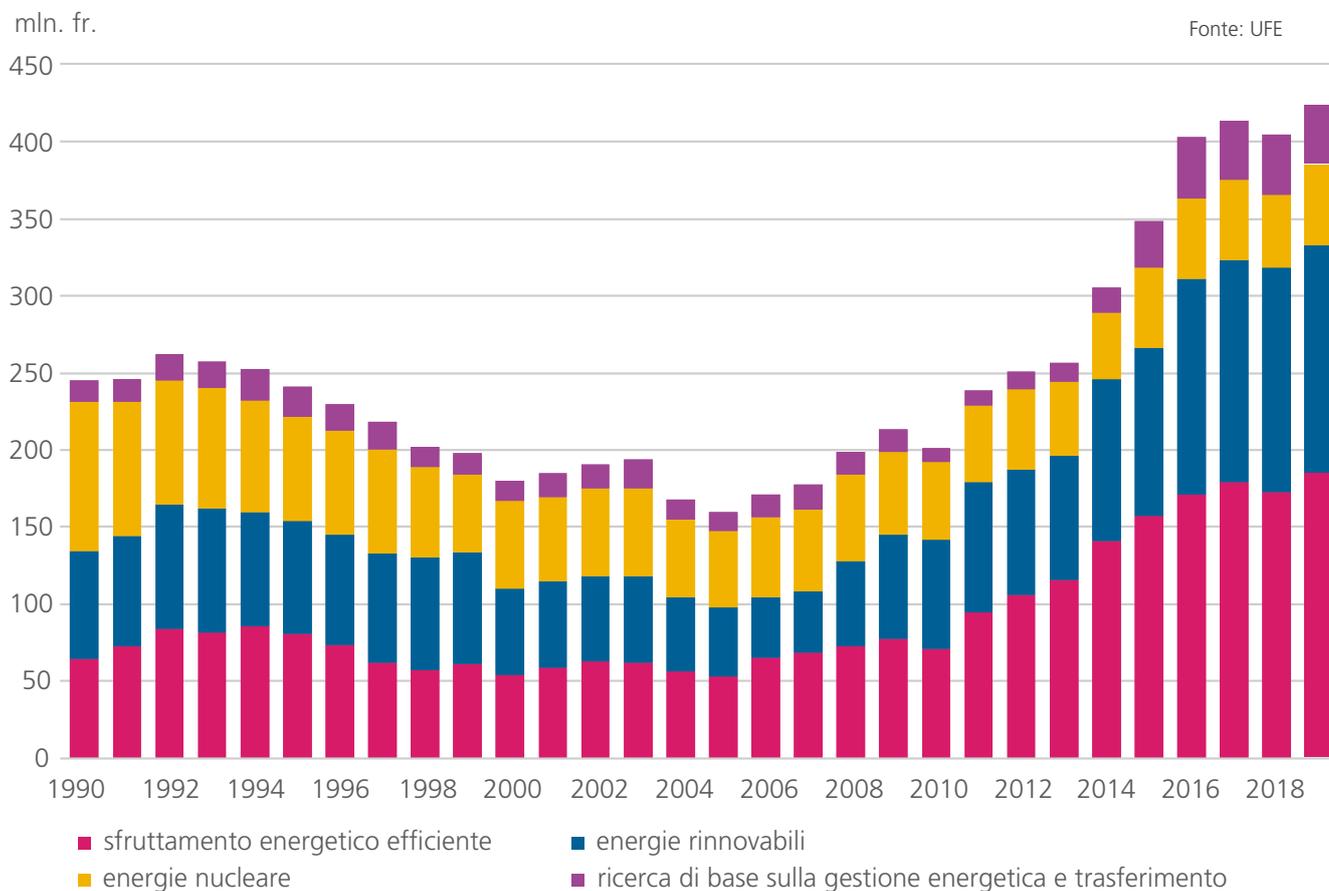


Figura 16: Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mio. fr., reali)¹⁹

Dal 2005 i fondi pubblici destinati alla ricerca energetica hanno continuato ad aumentare (cfr. **Figura 16**). In particolare dal 2014 si osserva una netta crescita, legata alla Strategia energetica 2050 e al piano d'azione «Ricerca coordinata in campo energetico in Svizzera». Hanno contribuito considerevolmente all'aumento l'istituzione e il consolidamento dei centri di competenza nazionali per la ricerca energetica (SCCER) di Innosuisse, alcuni nuovi programmi nazionali di ricerca in ambito energetico (PRN 70 e 71) del Fondo nazionale svizzero e un ampliamento mirato del Programma pilota, di dimostrazione e Programma faro UFE. Nel 2019 gli investimenti pubblici ammontavano a quasi 427 milioni di franchi reali (2018: quasi 406 mio. fr.). Conformemente ai capisaldi della Strategia energetica 2050, la maggior parte dei fondi è destinata agli ambiti di ricerca *impiego efficiente dell'energia* (quota 2019: 43,6%) ed *energie rinnovabili* (quota 2019: 35,1%). Le spese assolute per l'ambito di ricerca *energia*

nucleare (fissione e fusione nucleare) sono stabili dal 2004, tuttavia la loro quota rispetto alle spese totali è diminuita e nel 2019 era ancora pari all'12,1 per cento. Nello stesso anno la quota per l'ambito di *ricerca di base sulla gestione energetica* era pari al 9,1 per cento (fonte: UFE, 2021c).

¹⁹ Le spese comprendono anche una quota di overhead (costi della ricerca indiretti) degli istituti di ricerca.

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema **RICERCA E TECNOLOGIA** (versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



▶ **CONTESTO INTERNAZIONALE**

Il contesto internazionale ha un ruolo importante perché la Svizzera è strettamente collegata ai mercati energetici internazionali e dipende dalle importazioni di energia. Sul piano regolatorio sono fondamentali gli sviluppi del quadro normativo europeo; inoltre giocano un ruolo importante gli sforzi compiuti a livello internazionale a favore della protezione del clima. Il monitoraggio annuo si incentra su una descrizione complessiva dei principali sviluppi.

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

In Europa e in altre regioni del mondo si sta attualmente assistendo ad un aumento dei prezzi dell'energia che ha ripercussioni anche in Svizzera (soprattutto per quanto riguarda elettricità, olio e gas). La ragione di tale sviluppo è principalmente l'aumento della domanda mondiale di energia, poiché dopo il picco della pandemia di Covid 19 l'economia si sta riprendendo e la produzione non può essere incrementata alla stessa velocità. Inoltre, anche il prezzo europeo del CO₂ è aumentato fortemente nel 2021. Il 13 ottobre 2021, la Commissione europea ha presentato una serie di strumenti che l'UE e i suoi Stati membri possono utilizzare per affrontare gli effetti immediati dell'attuale aumento dei prezzi e rafforzare la resilienza verso i futuri shock dei prezzi. Anche alla riunione del Consiglio europeo del 21 ottobre 2021, i capi di Stato e di governo hanno discusso i prezzi dell'energia elevati (fonte: COM(2021) 660 finale / Consiglio europeo, 2021).

Petrolio: nelle sue previsioni a medio termine l'AIE stima che nel 2026 la domanda globale di petrolio raggiungerà circa 104,1 mio. di barili al giorno, pari ad un aumento di 4,4 mio. di barili al giorno rispetto al 2019. Per quanto riguarda l'offerta, l'AIE prevede un aumento delle capacità produttive rispetto al 2019 di 3,7 mio. di barili al giorno, fino a un totale di 104,2 mio. di barili al giorno entro il 2026.

Nel 2020 la domanda è stata di 91,0 mio. di barili al giorno, ossia 9 mio. di barili al giorno in meno rispetto al 2019, prima della pandemia di Covid-19. Per il 2021 l'AIE prevede una ripresa della domanda che dovrebbe attestarsi a 96,5 mio. di barili al giorno. Nel 2019 l'offerta complessiva è stata di 100,5 mio. di barili al giorno, un valore che nel 2020 è diminuito a 93,9 mio. di barili al giorno.

A luglio 2021 l'OPEC+ (ossia l'OPEC e altri Paesi guidati dalla Russia) ha deciso di incrementare la produzione, dopo la sua riduzione degli ultimi anni. Nonostante questo incremento, nell'ottobre 2021 il prezzo del petrolio ha raggiunto un nuovo record a più di 80 dollari al barile (fonte: OCSE/AIE, 2021b).

Gas naturale: nelle sue previsioni a medio termine l'AIE stima entro il 2024 una crescita annua della domanda di gas naturale dell'1,7 per cento, una quota leggermente inferiore all'1,8 per cento registrato prima della pandemia: la domanda globale di gas naturale raggiungerà così nel 2024 circa 4300 mia. di metri cubi. È probabile che nel 2024 la produzione mondiale di gas sarà superiore del 6 per cento rispetto al periodo precedente la pandemia nel 2019 e ammonterà a 4328 mia. di metri cubi.

Il 2021 ha registrato una forte ripresa dei mercati del gas, dovuta ad una maggiore attività economica e ai periodi di freddo. L'AIE stima che l'aumento della domanda nel 2021 compenserà il calo del 2020. Originariamente per il 2020 l'AIE aveva calcolato un crollo della domanda di gas naturale del 4 per cento; in realtà la diminuzione è stata solo dell'1,9 per cento toccando quota 3926 mia. di metri cubi. La produzione di gas ha raggiunto i 3960 mia. di metri cubi, pari al 3 per cento in meno rispetto al 2019.

Dopo un crollo dei prezzi dovuto alla pandemia nell'estate del 2020, nel terzo trimestre del 2021 il prezzo sul mercato statunitense (Henry Hub) è salito su base annua a oltre 5 dollari per milione di unità termiche britanniche (mmbtu), un prezzo ancora nettamente inferiore ai prezzi sui mercati europei e asiatici. In Europa (TTF Spot), l'elevata domanda globale, il minore

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

afflusso di LNG e la scarsa alimentazione da parte della Russia del gasdotto che attraversa l'Ucraina hanno favorito un forte aumento dei prezzi TTF, che nell'ottobre 2021 hanno toccato un massimo storico: a volte fino al 100 euro per MWh, ma con i futures per il prossimo aprile che sono tornati sotto i 50 euro (fonti: OCSE/AIE, 2021c / UE, 2021 / Argus Gas Connections²⁰).

Il CO₂ nel sistema europeo di scambio di quote di emissione: nel giugno 2020 il prezzo dei diritti di emissione di CO₂ è aumentato a 23,5 euro per tonnellata di CO₂ tornando così al livello pre-pandemia. Con l'annuncio da parte della Commissione UE del pacchetto climatico «Pronti per il 55%» (v. più avanti) e i prezzi del gas e del carbone relativamente elevati, nel settembre 2021 il prezzo del CO₂ ha toccato i 60 euro a tonnellata, mantenendo da allora questo livello record. Anche il prezzo dei futures per il periodo 2022–2024 si attesta sui 60 euro a tonnellata (fonti: UE, 2021 / EEX²¹).

Energia elettrica: dopo un calo dell'1 per cento nel 2020 a 26'800 TWh, secondo le indicazioni dell'AIE la domanda mondiale di energia elettrica dovrebbe aumentare nel 2021 di quasi il 5 per cento attestandosi a 28'100 TWh e nel 2022 del 4 per cento a circa 29'200 TWh. Questo aumento interesserà soprattutto l'area Asia/Pacifico. Oltre la metà della crescita mondiale nel 2022 è prevista in Cina, il più grande consumatore di energia elettrica al mondo. L'India, il terzo consumatore, sarà responsabile del 9 per cento dell'aumento mondiale.

Nel primo trimestre 2021, a causa degli elevati prezzi del combustibile, lo European Power Benchmark (indice per i prezzi medi all'ingrosso dell'energia elettrica sul mercato europeo) è aumentato a 53 euro/MWh, pari al 79 per cento in più rispetto al trimestre dell'anno precedente. A giugno il prezzo dell'energia elettrica sulla maggior parte dei mercati (p. es. Germania e Francia) ha toccato un record storico. Anche il prezzo per il contratto front year del carico di base (baseload) per la Svizzera (Swissix) ha seguito lo stesso andamento e a settembre ha superato i 150 euro al MWh e da allora è sceso a 130 euro (fonti: OCSE/AIE, 2021d / UE, 2021 / EICOM 2021b).

²⁰ www.argusmedia.com

²¹ www.eex.com

SVILUPPI NELL'UE: «EUROPEAN GREEN DEAL» E PACCHETTO SUL CLIMA «PRONTI PER IL 55%»

Nel luglio 2021 la Commissione europea ha presentato un nutrito pacchetto legislativo denominato **«Fit for 55/Pronti per il 55%»**. Questo pacchetto contribuisce all'attuazione dell'«European Green Deal», mira al raggiungimento dell'obiettivo della legge europea sul clima di una riduzione netta entro il 2030 del 55 per cento delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990 e a indirizzare l'UE verso la neutralità climatica nel 2050. Il pacchetto comprende 13 proposte legislative collegate fra loro, tra gli altri nei seguenti settori (fonte: COM(2021) 550 finale):

- **sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (EU ETS):** la Commissione propone di abbassare ulteriormente il tetto per tutte le emissioni nell'EU ETS e di aumentare la riduzione annuale. Entro il 2030, la riduzione di CO₂ nel settore EU ETS dovrebbe essere del 61 per cento rispetto al 2005. Un'altra proposta è quella di eliminare gradualmente i certificati di emissione gratuiti per l'aviazione e implementare un sistema di compensazione e riduzione delle emissioni di carbonio del trasporto aereo internazionale (CORSIA). Inoltre, le emissioni del trasporto marittimo saranno incluse per la prima volta nell'EU ETS. La Commissione propone infine di aumentare il fondo per l'innovazione e il fondo per la modernizzazione, finanziati con i proventi della vendita all'asta dei diritti di emissione;
- **nuovo ETS per i trasporti stradali e il settore degli edifici:** per affrontare la mancata riduzione delle emissioni nei settori dei trasporti stradali e delle costruzioni, per l'approvvigionamento di carburante e combustibile in questi settori devono essere introdotti due nuovi sistemi separati di scambio di emissioni che verranno accorpati in futuro quando i costi di riduzione delle emissioni saranno convergenti tra i settori;
- **un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere:** questo nuovo strumento prevede l'introduzione di un prezzo del CO₂ per le importazioni nell'UE di determinati prodotti. Ciò per fare in modo che le riduzioni delle emissioni europee contribuiscano a una diminuzione globale delle emissioni, anziché trasferire fuori dall'Europa la produzione industriale ad alta intensità di CO₂. Inoltre, secondo la Commissione, il sistema dovrebbe motivare le imprese industriali dei Paesi terzi e i partner internazionali dell'UE a muoversi nella stessa direzione. La proposta della Commissione prevede che il sistema di adeguamento alle frontiere sostituisca completamente in futuro l'attuale assegnazione gratuita dei diritti di emissione;
- **norme sulle emissioni per i veicoli:** norme più rigorose sulle emissioni di CO₂ per autovetture e veicoli commerciali leggeri serviranno ad accelerare la transizione verso una mobilità a zero emissioni. La Commissione propone dal 2030 una riduzione delle emissioni medie annue delle nuove autovetture e dei nuovi furgoni del 55 e dal 2035 del 100 per cento rispetto al 2021. Di conseguenza, a partire dal 2035 tutte le autovetture e tutti i furgoni di nuova immatricolazione dovranno essere a emissioni zero;
- **tassazione dell'energia:** la proposta di revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia prevede che la tassazione dei prodotti energetici sia allineata alla politica energetica e climatica dell'UE. Le aliquote fiscali minime devono essere aumentate, la tassazione dell'energia armonizzata e le esenzioni o riduzioni fiscali obsolete a sostegno, tra gli altri, dei combustibili fossili abolite. I trattati dell'UE non prevedono alcuna competenza per queste questioni fiscali, il che significa che, a differenza delle altre proposte legislative, l'approvazione di questa direttiva richiede l'unanimità degli Stati membri;

SVILUPPI NELL'UE: «EUROPEAN GREEN DEAL» E PACCHETTO SUL CLIMA «PRONTI PER IL 55%»

- **energie rinnovabili:** la revisione della direttiva sulle energie rinnovabili prevede l'innalzamento al 40 per cento a livello di UE dell'obiettivo vincolante per la quota di energie rinnovabili rispetto al consumo totale di energia. Inoltre, vengono proposti obiettivi specifici per l'utilizzo delle energie rinnovabili nei settori dei trasporti, del riscaldamento e del raffreddamento, degli edifici e dell'industria. Infine, la revisione prevede il potenziamento dei criteri di sostenibilità per l'uso della biomassa. Gli Stati membri devono altresì prevedere norme sulla promozione della biomassa che rispettino il principio a cascata nell'utilizzo della biomassa legnosa;
- **efficienza energetica:** al fine di ridurre il consumo complessivo di energia e le emissioni e contrastare la povertà energetica, la revisione della direttiva sull'efficienza energetica prevede un ambizioso obiettivo annuo per la riduzione del consumo di energia a livello di UE. La direttiva serve come linea guida per determinare i contributi nazionali indicativi verso l'obiettivo di efficienza a livello di UE²². L'obbligo annuale di ridurre il consumo finale di energia viene quasi raddoppiato all'1,5 per cento. Il settore pubblico deve rinnovare ogni anno il 3 per cento del suo patrimonio edilizio;
- **riduzione delle emissioni di CO₂ nel settore non ETS:** la revisione del regolamento UE sulla condivisione degli sforzi adegua gli obiettivi nazionali vincolanti di riduzione del CO₂ nel settore non ETS all'inasprimento del 40 per cento entro il 2030 rispetto al 2005 dell'obiettivo a livello di UE. Nell'ambito della ripartizione degli sforzi si considera la base di partenza dei singoli Stati membri e la loro efficienza economica;
- **uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura:** la revisione del regolamento LULUCF intende garantire, tra le altre cose, che l'uso del suolo conduca a un assorbimento di 310 milioni di tonnellate di CO₂ dall'atmosfera entro il 2030;
- **regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi:** la proposta legislativa mira a trasporre la direttiva esistente in un regolamento. Secondo la Commissione, solo un regolamento può soddisfare l'urgente fabbisogno del mercato per le infrastrutture (una volta entrati in vigore, i regolamenti UE si applicano automaticamente in tutta l'Unione). L'atto giuridico contiene norme dettagliate per gli Stati membri sullo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici (compresi i battelli) e delle stazioni di rifornimento di idrogeno e LNG, così come sulle specifiche di fatturazione, sui prezzi e sulla fornitura dei dati per i gestori dell'infrastruttura di ricarica e di rifornimento.

22 Riduzione del 9 per cento rispetto a uno scenario di riferimento aggiornato per l'anno 2020; la riduzione corrisponde a un livello assoluto di consumo di energia finale entro il 2030 di 787 mio. t equivalenti di petrolio greggio (Mtoe) e un consumo di energia primaria di 1023 Mtoe.

SVILUPPI NELL'UE: «EUROPEAN GREEN DEAL» E PACCHETTO SUL CLIMA «PRONTI PER IL 55%»

La Commissione ha presentato l'«**European Green Deal**» l'11 dicembre 2019. Il fulcro di questa strategia globale è l'obiettivo UE di diventare entro il 2050 il primo continente a impatto climatico zero. Nel dicembre 2019 il Consiglio europeo ha stabilito la neutralità climatica per il 2050 (fonti: COM(2019) 640 finale) / Consiglio europeo, 2019).

La **legge europea sul clima** traduce in legge vincolante l'impegno dell'UE verso la neutralità climatica e l'obiettivo di ridurre entro il 2030 le emissioni nette di gas serra di almeno il 55 per cento rispetto ai livelli del 1990. La legge è entrata in vigore nel luglio del 2021 .

Gli sviluppi nell'UE nel quadro del «Green Deal» **hanno rilevanza anche per la Svizzera**. Essi definiscono maggiormente l'orientamento della politica energetica e climatica europea dei prossimi decenni, che influenzerà anche la politica energetica e climatica elvetica. Molti aspetti del Green Deal, in particolare quelli relativi al finanziamento, interessano solo l'UE. Allo stesso tempo occorre osservare attentamente i futuri sviluppi specifici e individuare per tempo eventuali sfide per la Svizzera. Il nostro Paese è interessato anche da diversi ambiti del pacchetto «Pronti per il 55%», precisamente dalla revisione dell'EU ETS, che dall'inizio del 2020 è collegato al sistema svizzero di scambio di quote di emissioni. Secondo la proposta di regolamento

della Commissione, dato questo collegamento dei sistemi di scambio di emissioni, la Svizzera è esclusa dal sistema di compensazione del CO₂ alle frontiere e pertanto la tassa sul carbonio alle frontiere non è applicata ai prodotti svizzeri esportati nell'UE. Vanno monitorati i possibili effetti del nuovo sistema di compensazione del CO₂ alle frontiere sull'intera catena di fornitura dei produttori svizzeri; infine bisogna verificare come la Svizzera affronterà le nuove norme sulle emissioni dei veicoli a partire dal 2025.

23 Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»)

POLITICA CLIMATICA INTERNAZIONALE

Per l'ulteriore attuazione dell'**Accordo di Parigi sui cambiamenti** climatici, gli Stati contraenti si sono riuniti a novembre 2021 a Glasgow per la 26esima conferenza sul clima delle Nazioni Unite (COP26). Nell'ambito della Conferenza, i Paesi sono stati chiamati a presentare entro fine 2022 obiettivi climatici più ambiziosi per il periodo fino al 2030. Inoltre, nel testo adottato i Paesi hanno per la prima volta confermato di voler rinunciare all'energia prodotta con il carbone le cui emissioni non possono tecnicamente essere sequestrate e abolire i sussidi inefficaci per le energie fossili quali il petrolio e il gas. La Svizzera condivide questo orientamento, come scrive il DATEC in un comunicato stampa del 14 novembre. Nel quadro della Conferenza il nostro Paese si era tuttavia impegnato per l'abolizione generale di qualsiasi tipo di sussidio per questi vettori energetici e per l'abbandono di ogni tipo di utilizzo del carbone. Una soluzione è stata trovata per la questione delle riduzioni delle emissioni all'estero. Alla COP26 sono state adottate norme che prevengono i doppi conteggi fra i Paesi. Le riduzioni delle emissioni non possono nemmeno essere conteggiate in doppio fra i Paesi e il sistema CORSIA per la compensazione del CO₂ nel settore dell'aviazione. Anche i privati possono partecipare a questo mercato senza doppi conteggi con progetti di protezione climatica su base volontaria. Queste riduzioni non possono tuttavia essere computate agli obiettivi climatici dei Paesi. Un successo per la Svizzera, che alla Conferenza si era battuta contro il doppio conteggio e sulla base degli accordi bilaterali stipulati in ambito climatico ha voluto dimostrare che una regolamentazione di questo genere è fattibile. La Svizzera si impegnerà anche in futuro per regole solide in materia di protezione climatica, come ha già sancito dal 2020 in numerosi accordi bilaterali con Paesi partner. Nel quadro della COP26 ha sottoscritto due altri accordi di questo genere con le Vanuatu e la Dominica. Altri accordi simili esistono già con Perù, Ghana, Senegal e la Georgia. L'Accordo di Parigi, approvato dalla comunità internazionale nel dicembre del 2015 alla fine di annose trattative, è in vigore dal 4 novembre 2016. Esso si riallaccia al secondo periodo di impegno del Protocollo di Kyoto e obbliga tutti gli Stati

ad adottare misure di riduzione delle emissioni di gas serra con lo scopo comune di contenere l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2 gradi Celsius rispetto ai livelli preindustriali, ribadendo tuttavia la necessità di compiere sforzi per limitarlo a 1,5 gradi. Gli altri obiettivi dell'Accordo comprendono il miglioramento della capacità di adattamento nei confronti delle conseguenze inevitabili del cambiamento climatico e il reindirizzamento dei finanziamenti per favorire uno sviluppo a basse emissioni di gas serra e resiliente ai cambiamenti climatici. Tutti i 197 Stati firmatari della Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) hanno aderito all'Accordo e 191 di essi nonché l'UE lo hanno ratificato. Dopo il suo insediamento nel gennaio 2021, il presidente degli Stati Uniti Joe Biden ha avviato il rientro degli USA nell'Accordo di Parigi, annullando in tal modo la decisione presa nel 2017 dal suo predecessore.

La Svizzera ha firmato l'Accordo di Parigi nel 2015, ratificandolo nell'autunno 2017. L'obiettivo presentato dalla Confederazione consiste nel dimezzamento entro il 2030 a livello internazionale delle emissioni totali di gas serra rispetto al 1990. Per attuare l'accordo a livello nazionale entro il 2030, il Consiglio federale e il Parlamento avevano deciso di rivedere la legge sul CO₂. Tuttavia, il popolo svizzero ha respinto questo progetto di legge nel referendum del giugno 2021; l'obiettivo presentato a livello internazionale rimane comunque valido anche dopo il no alla revisione. Il Consiglio federale intende ora porre in consultazione un nuovo progetto di legge entro la fine del 2021, che tenga conto del risultato del referendum e crei una base il più ampia possibile per la futura politica climatica della Svizzera. Dalla ratifica dell'Accordo di Parigi, la Svizzera si è inoltre impegnata giuridicamente ad adottare misure volte ad arginare il cambiamento climatico e ad adeguarsi alle sue conseguenze. Essa deve, inoltre, presentare ogni due anni al Segretariato della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici un rapporto (il cosiddetto Biennial Report) sull'andamento delle emissioni di gas serra, sulle misure di riduzione e adeguamento previste nonché

POLITICA CLIMATICA INTERNAZIONALE

sui contributi per il finanziamento internazionale per il clima. All'inizio di agosto 2021 il Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC) ha pubblicato il suo sesto rapporto di valutazione sulle basi scientifiche dei cambiamenti climatici. L'ultimo rapporto conferma i risultati dei precedenti rapporti dell'IPCC, vale a dire il contributo dei gas serra prodotti dall'uomo al riscaldamento globale e il legame tra il cambiamento climatico ed eventi meteorologici estremi sempre più frequenti, come ondate di calore, forti precipitazioni e periodi di siccità. Nel 2018, il Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico ha pubblicato un rapporto speciale sulle conseguenze del riscaldamento globale di 1,5 gradi Celsius, confrontandole con gli effetti del riscaldamento globale di 2 gradi. Dal rapporto emerge chiaramente che ci si devono attendere seri cambiamenti negli ecosistemi da un riscaldamento globale di 1,5 gradi e che tali cambiamenti aumenterebbero significativamente con un riscaldamento di 2 gradi. Per limitare il riscaldamento globale a 1,5 gradi Celsius, è necessario raggiungere un bilancio in pareggio delle emissioni di CO₂ (emissioni nette pari a zero) già entro la metà del secolo. Nel 2019 il Consiglio federale ha quindi deciso che entro il 2050 la Svizzera non dovrà emettere più gas serra di quanto ne possano assorbire i sistemi di stoccaggio naturale e tecnico (i cosiddetti sistemi di cattura di

CO₂). Ciò significa emissioni nette pari a zero entro il 2050. Quest'obiettivo climatico garantisce che la Svizzera fornisca il suo contributo alla limitazione del riscaldamento globale a un massimo di 1,5 gradi. A gennaio il Consiglio federale ha approvato la corrispondente strategia climatica a lungo termine. Ad agosto 2021, nel messaggio concernente il controprogetto diretto all'Iniziativa sui ghiacciai, ha inoltre proposto di sancire nella Costituzione come vincolante l'obiettivo, finora solo indicativo, di un azzeramento delle emissioni nette di CO₂ (fonti: Consiglio federale, 2021a+c+f+g+2020+2019a / DATEC, 2021 / IPCC, 2018+2021).

COLLABORAZIONE INTERNAZIONALE DELLA SVIZZERA IN AMBITO ENERGETICO

Nel 2007 la Svizzera aveva avviato i negoziati con l'UE per **un accordo bilaterale nell'ambito dell'energia elettrica**. I negoziati sono fermi dalla metà del 2018, perché l'UE subordina il loro proseguimento al raggiungimento di progressi in relazione all'accordo istituzionale tra la Svizzera e l'UE. A maggio 2021 il Consiglio federale ha deciso di porre fine ai negoziati per la bozza di un accordo istituzionale. Di conseguenza, per ora non si prevede un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE.

Nell'ambito della **collaborazione regionale**, dal febbraio 2011 la Svizzera partecipa in veste di osservatrice permanente e attiva al Forum energetico pentalaterale, nel quale collaborano volontariamente i ministeri dell'energia dei seguenti Paesi: Germania, Francia, Belgio, Paesi Bassi, Lussemburgo, Austria e Svizzera. Il Forum si occupa dei temi accoppiamento dei mercati dell'elettricità, sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e flessibilità del mercato dell'elettricità nonché idrogeno. Nell'autunno 2021 gli Stati aderenti al Forum hanno pubblicato un documento di sintesi comune per la futura regolamentazione del mercato dell'idrogeno. All'inizio di dicembre, la consigliera federale Simonetta Sommaruga ha partecipato virtualmente alla riunione ministeriale del Forum pentalaterale dell'energia. In quest'occasione i Paesi aderenti al Forum hanno firmato congiuntamente una dichiarazione d'intenti volta a prevenire la crisi nel settore dell'elettricità («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»). Questa dichiarazione spiana la strada alla futura cooperazione tra i Paesi aderenti al Forum nell'ambito della preparazione alle crisi nel settore dell'elettricità e dello sviluppo di misure di solidarietà che possano essere adottate a livello regionale in caso di crisi, in virtù del pertinente regolamento UE del 2019. Le relative modalità di cooperazione tra i Paesi del Forum, in particolare anche con la Svizzera, devono ancora essere negoziate.

Le numerose interdipendenze con i Paesi confinanti in ambito energetico e climatico richiedono un approfondimento delle **relazioni bilaterali** in questi settori: in preparazione della 26esima conferenza sul clima che si terrà a Glasgow nel 2021, la Consigliera federale Simonetta Sommaruga ha partecipato a diversi incontri e ha svolto colloqui con i principali partner negoziali. In aprile, ha inoltre partecipato alla tavola rotonda presieduta dall'inviato speciale degli Stati Uniti per il clima John Kerry. A giugno una visita di lavoro virtuale ha portato il capo del DATEC in California per affrontare i temi del clima, dell'energia e dei trasporti. A settembre, Simonetta Sommaruga ha firmato in Senegal l'accordo sul clima tra i due Paesi adottato dal Consiglio federale e, durante una visita in Ghana, insieme ai ministri responsabili ha accelerato l'attuazione dell'accordo firmato con questo Paese alcuni mesi fa. In ottobre, la Svizzera e la Georgia hanno firmato un accordo sul clima a Berna.

Per quanto riguarda la **collaborazione multilaterale** la Svizzera è attiva nelle istituzioni energetiche multilaterali, tra cui l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE). Da marzo 2021 la consigliera federale Simonetta Sommaruga partecipa alla «Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions» dell'AIE. La commissione intende dare un contributo a favore di un sistema energetico globale focalizzato sulla sostenibilità sociale della trasformazione in un sistema energetico pulito. Nel gennaio 2020 la Svizzera, a margine dell'assemblea annuale dell'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA), ha organizzato, come già nel 2019, un workshop sull'energia idroelettrica. Inoltre, dal 2019 al 2020 ha seduto nel Consiglio dell'IRENA e lo stesso è previsto per il 2021 e il 2022.

(Fonti: Consiglio federale, 2020+2021c+g / DATEC, 2021).

➤ Approfondimenti relativi al tema
CONTESTO INTERNAZIONALE
(versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)

BIBLIOGRAFIA E FONTI

COM (2019) 640 finale:	Comunicazione della Commissione sul Green Deal europeo.
COM (2021) 550 finale:	Comunicazione della Commissione «Pronti per il 55%»: realizzare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica.
COM (2021) 660 finale:	Comunicazione della Commissione europea, Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support.
COMCO (2020):	Commissione della concorrenza, Comunicato stampa del 4 giugno 2020, La COMCO apre il mercato del gas nella Svizzera centrale.
Consiglio europeo (2019):	Conclusioni della riunione del 12 dicembre.
Consiglio europeo (2021):	Conclusioni della riunione del 21 e 22 ottobre.
Consiglio federale (2013):	Messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 (revisione del diritto in materia di energia) e l'iniziativa popolare «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)», FF 2013 6489.
Consiglio federale (2016):	Message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2016 3679.
Consiglio federale (2019a):	Comunicato stampa del 29 agosto 2019 sull'obiettivo climatico 2050 (emissioni nette pari a zero).
Consiglio federale (2019b):	Procedura di consultazione. Legge sull'approvvigionamento di gas, FF 2019 5947.
Consiglio federale (2020):	Comunicati stampa sugli accordi tra la Svizzera e il Perù rispettivamente il Ghana nel settore della protezione del clima.
Consiglio federale (2021a):	Strategia climatica a lungo termine della Svizzera.
Consiglio federale (2021b):	Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, FF 2021 1666.
Consiglio federale (2021c):	Messaggio concernente l'iniziativa popolare «Per un clima sano (Iniziativa per i ghiacciai)» e il controprogetto diretto (decreto federale sulla politica climatica), FF 2021 1972.
Consiglio federale (2021d):	Comunicato stampa dell'11 agosto 2021 sul mandato della delegazione svizzera alla 26a Conferenza delle Nazioni Unite sul clima.
Consiglio federale (2021e):	Comunicato stampa del 26 maggio 2021 sulla conclusione dei negoziati per l'accordo istituzionale tra la Svizzera e l'UE.
Consiglio federale (2021f):	Comunicato stampa del 17 settembre 2021 sul seguito da dare alla politica climatica.
Consiglio federale (2021g):	Comunicati stampa sugli accordi tra la Svizzera e il Senegal, la Georgia e la Dominica nel settore della protezione del clima.
Consiglio federale (2021h):	Comunicato stampa del 13 ottobre 2021 sulla pianificazione del Consiglio federale di misure preventive per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico.
Consiglio federale (2020i):	Procedura di consultazione. Scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche svizzere.
DATEC (2021):	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni, diversi comunicati stampa.
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, aggiornamento fino al 2015, su mandato dell'UFAM
Ecoplan / EPFL / FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, su mandato dell'UFAM.
EICom (2021a):	Commissione federale dell'energia elettrica, Rapporto di attività 2020.

BIBLIOGRAFIA E FONTI

- ElCom (2021b): Commissione federale dell'energia elettrica, Rapporti sul mercato a termine e spot (italiano non disponibile).
- ElCom (2021c): Rapporto per il DATEC / il Consiglio federale «Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität» (italiano non disponibile).
- Frontier Economics (2021): Analisi della collaborazione tra Svizzera e UE in materia di energia elettrica (disponibile solo in lingua tedesca, sommario in italiano).
- IPCC (2018): Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.
- IPCC (2021): Intergovernmental Panel on Climate Change, Sesto rapporto di valutazione sulle basi fisicoscientifiche del cambiamento climatico.
- OCSE / AIE (2021a): International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2020.
- OCSE / AIE (2021b): International Energy Agency, Oil 2021: Analysis and Forecasts to 2026.
- OCSE / AIE (2021c): International Energy Agency, Gas Market Report Q3-2021; including Gas 2021 – Analysis and forecast to 2024.
- OCSE / AIE (2021d): International Energy Agency, Electricity Market Report July 2021.
- Prognos (2012): Le Prospettive energetiche per la Svizzera fino al 2050, su mandato dell'UFE.
- Prognos / TEP / Infrac (2021a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Bestimmungsfaktoren, su mandato dell'UFE.
- Prognos / TEP / Infrac (2021b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Verwendungszwecken, su mandato dell'UFE (italiano non disponibile).
- Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan (2020): Prospettive energetiche 2050+, su mandato dell'UFE.
- UFAC (2021): Ufficio federale dell'aviazione civile, Dati preventivi sul traffico aereo internazionale 2020 nell'ambito dell'inventario dei gas serra.
- UFAM (2020): Ufficio federale dell'ambiente, Switzerland's seventh national communication and fourth biennial report under the UNFCCC.
- UFAM (2021): Ufficio federale dell'ambiente, Inventario dei gas serra 2019 (italiano non disponibile).
- UFE (2021a): Ufficio federale dell'energia, Statistica globale svizzera dell'energia 2020 (italiano non disponibile).
- UFE (2021b): Ufficio federale dell'energia, Statistica degli impianti idroelettrici della Svizzera (WASTA) 2020.
- UFE (2021c): Ufficio federale dell'energia, Statistica relativa alla ricerca energetica 2019 (italiano non disponibile).
- UFE / Swissgrid (2021): Informazioni sullo stato dei progetti di rete.
- UST (2021): Ufficio federale di statistica, Statistica della popolazione e delle economie domestiche (STATPOP) 2020.
- UST / UFAM / ARE (2021): Sistema di indicatori del monitoraggio dello sviluppo sostenibile MONET.
- Swissgrid (2015): Rete strategica 2025.
- UE (2021): European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observatory for Energy.

INDICE DELLE FIGURE

- | | | |
|-----------|-------------------|---|
| 8 | Figura 1: | Andamento del consumo di energia finale pro capite dal 2000 (indicizzato) |
| 10 | Figura 2: | Andamento del consumo elettrico pro capite dal 2000 (indicizzato) |
| 12 | Figura 3: | Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh) |
| 13 | Figura 4: | Andamento della produzione idroelettrica media attesa (in GWh) dal 2000 |
| 17 | Figura 5: | Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2021) |
| 20 | Figura 6: | Durata cumulata delle diverse fasi dei progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 15 ottobre 2021 (in anni) |
| 24 | Figura 7: | Volume delle linee elettriche interrato della rete di distribuzione (in km) |
| 26 | Figura 8: | Quota di smart meter rispetto ai contatori tradizionali |
| 28 | Figura 9: | Diversificazione dell'approvvigionamento energetico: consumo energetico finale suddiviso secondo il vettore energetico (quote percentuali) |
| 29 | Figura 10: | Eccedenza delle importazioni e produzione nazionale (in TJ) e quota di energia importata rispetto al consumo energetico lordo (in %) |
| 34 | Figura 11: | Andamento della spesa energetica del consumatore finale (in mio. fr., stime) e fattori di influenza (indicizzati) |
| 36 | Figura 12: | Prezzi medi al consumatore finale di olio da riscaldamento e diesel (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato) |
| 38 | Figura 13: | Prezzi medi al consumatore finale per elettricità e gas naturale (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato) |
| 41 | Figura 14: | Emissioni pro capite di CO ₂ legate al consumo energetico (in t CO ₂ pro capite) |
| 42 | Figura 15: | Emissioni di CO ₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore (in mio. t CO ₂ , escluso il traffico aereo internazionale) |
| 45 | Figura 16: | Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mio. fr., reali) |

IMPRONTA

DICEMBRE 2021

Editore — Ufficio federale dell'energia UFE

Pulverstrasse 13 · 3063 Ittigen · Indirizzo postale: Ufficio federale dell'energia UFE, CH-3003 Bern · Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch · twitter.com/bfeenergeia

Images: freepik.com, shutterstock.com

➤ www.monitoraggioenergia.ch