

STRATEGIA ENERGETICA **2050 RAPPORTO DI** **MONITORAGGIO 2020**

VERSIONE SINTETICA



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Ufficio federale dell'energia UFE

INDICE

4 INTRODUZIONE

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

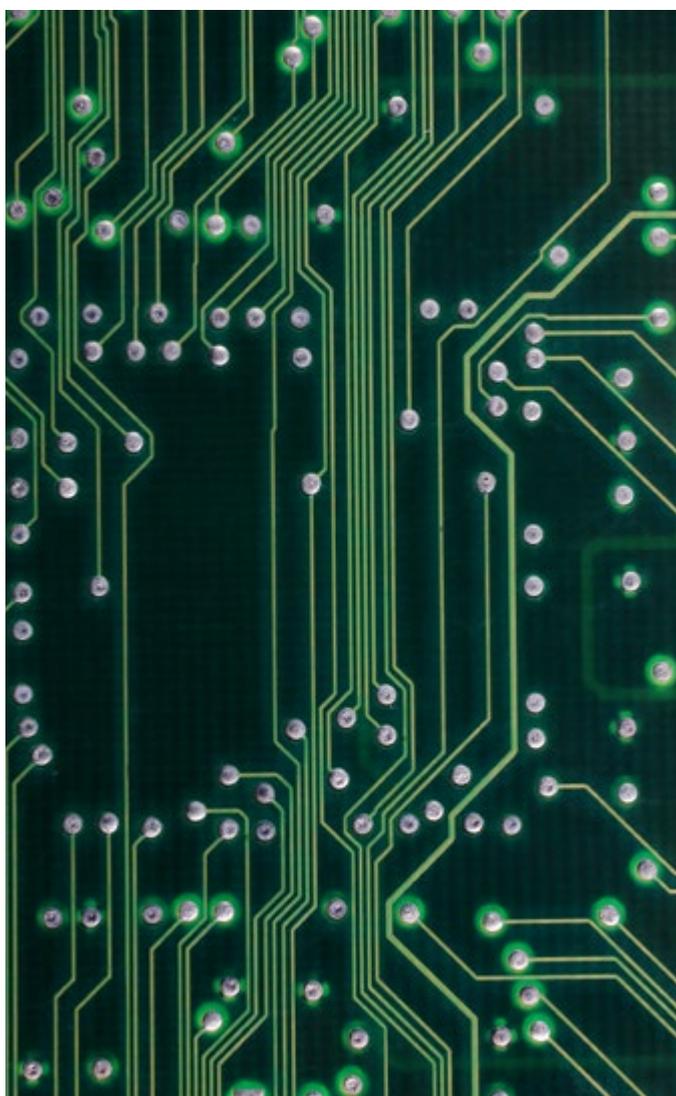
- 8 Consumo di energia finale pro capite annuo
- 9 Consumo elettrico pro capite annuo
- 10 Produzione elettrica da energie rinnovabili (senza energia idroelettrica)
- 11 Produzione idroelettrica

▶ 12 **TEMA** **SVILUPPO DELLE RETI**

- 13 Stadio e durata dei progetti concernenti la rete di trasmissione
- 24 Interramento di linee elettriche
- 26 Contatori intelligenti (smart meter)

▶ 27 **TEMA** **SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO**

- 28 Diversificazione dell'approvvigionamento energetico
- 29 Dipendenza dall'estero
- 30 System Adequacy





INDICE

▶ 32 **TEMA** **SPESE E PREZZI**

- 33 Spesa energetica del consumatore finale
- 34 Confronto internazionale del prezzo dell'energia per i settori industriali

▶ 38 **TEMA** **EMISSIONI DI CO₂**

- 39 Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico
- 40 Emissioni di CO₂ dell'energia totali e suddivise per settore

▶ 41 **TEMA** **RICERCA E TECNOLOGIA**

- 42 Spese del settore pubblico per la ricerca energetica

▶ 43 **TEMA** **CONTESTO INTERNAZIONALE**

- 44 Evoluzione dei mercati globali dell'energia
- 46 Sviluppi nell'UE: il «Green Deal europeo»
- 48 Politica climatica internazionale
- 49 Collaborazione internazionale della Svizzera in ambito energetico

50 BIBLIOGRAFIA DELLE OPERE E DELLE FONTI

53 INDICE DELLE FIGURE





► INTRODUZIONE

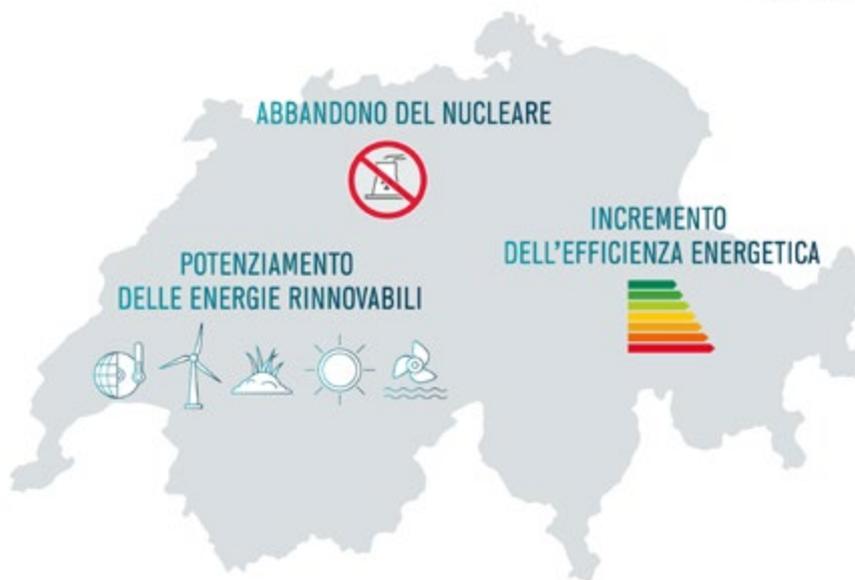
Con la Strategia energetica 2050 la politica energetica svizzera ha cambiato rotta. La Strategia energetica dovrebbe permettere l'abbandono graduale del nucleare e la progressiva trasformazione del sistema energetico svizzero entro il 2050. Ciò senza compromettere l'elevata sicurezza e i prezzi contenuti dell'approvvigionamento energetico in Svizzera. In futuro occorrerà aumentare sensibilmente l'efficienza energetica e la quota delle energie rinnovabili e ridurre le emissioni di CO₂ dell'energia. Inoltre, non potranno più essere rilasciate autorizzazioni di massima per la costruzione di nuove centrali nucleari (Consiglio federale, 2013).

sequel ►►►

Nella votazione referendaria del 21 maggio 2017 il Popolo svizzero ha approvato la nuova legislazione in materia energetica, in vigore dall'inizio del 2018. Con una modifica della legge sull'approvvigionamento elettrico, inoltre, il Consiglio federale propone di aprire il mercato per tutti i clienti, allo scopo di rafforzare la decentralizzazione della produzione elettrica e migliorare l'integrazione delle energie rinnovabili nel mercato elettrico. Con una proposta di revisione della legge sull'energia, infine, intende prorogare i contributi per la promozione delle energie rinnovabili indigene e improntarli maggiormente alla competitività, garantendo così al settore elettrico la necessaria certezza per la pianificazione e gli investimenti e rafforzando la sicurezza dell'approvvigionamento (Consiglio federale, 2020 a+b+2018).

Poiché circa tre quarti delle emissioni di gas serra in Svizzera sono provocati dall'impiego di vettori energetici fossili, la politica energetica è strettamente legata a quella climatica. Qui l'attenzione si concentra sulla prossima fase con la revisione totale della legge sul CO₂ (Consiglio federale, 2017), adottata dal Parlamento nella sessione autunnale e che prevede entro il 2030 l'attuazione nazionale dell'accordo di Parigi sul clima, in cui la Svizzera si è impegnata a dimezzare entro tale anno le proprie emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Sulla base di nuove conoscenze scientifiche acquisite dal Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (Intergovernmental Panel on Climate Change -IPCC), il 28 agosto 2019 il Consiglio federale ha inoltre 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 (emissioni nette zero); nel contempo ha incaricato l'Amministrazione di elaborare una corrispondente strategia climatica a lungo termine per il 2050 (Consiglio federale, 2019a).

Fonte: SFOE/heyday



La ridefinizione del sistema energetico svizzero perseguita dalla Strategia energetica 2050 è un progetto a lungo termine. L'Ufficio federale dell'energia (UFE), in collaborazione con la Segreteria di Stato dell'economia (SECO) e altri servizi federali, gestisce un sistema di monitoraggio per osservare gli sviluppi e i progressi più importanti, misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi, indagare costi e benefici 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 dalla legislazione in materia energetica, più precisamente dagli articoli 55 e segg. della legge sull'energia (LEne) e dagli articoli 69 e segg. dell'ordinanza sull'energia (OEn); è altresì rilevante l'articolo 74a della legge sull'energia nucleare (LENu), riguardante il rapporto del Consiglio federale sugli sviluppi della tecnologia nucleare.

Il presente rapporto di monitoraggio per l'anno 2020 (versione sintetica; dati riferiti principalmente fino al 2019)¹ contiene alcuni indicatori e parti descrittive relativi ai seguenti sette temi ricavati dalla Strategia energetica 2050, dalla legge sull'energia e da altri progetti della Confederazione (ad es. Strategia Reti elettriche, politica climatica, piano d'azione Ricerca coordinata in campo energetico):

.....

► 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** (cfr 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.

¹ Le possibili ripercussioni della pandemia di COVID-19 sul settore energetico non sono ancora contemplate da tali indicatori, ad eccezione dei mercati energetici globali.

► 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 fino al 2020 e al 2035, per il potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili fino al 2020 e al 2035 come pure per l'energia idroelettrica fino al 2035.²

² I valori indicativi presentati qui di seguito derivano dall'attuale legge sull'energia. Considerato l'orientamento del sistema energetico verso il nuovo obiettivo climatico di un «bilancio netto delle emissioni di gas serra entro il 2050 pari a zero», si sta procedendo, nell'ambito dell'attuale revisione della legge sull'energia, a un riesame di questi valori sulla base delle prospettive energetiche aggiornate.

CONSUMO DI ENERGIA FINALE PRO CAPITE ANNUO

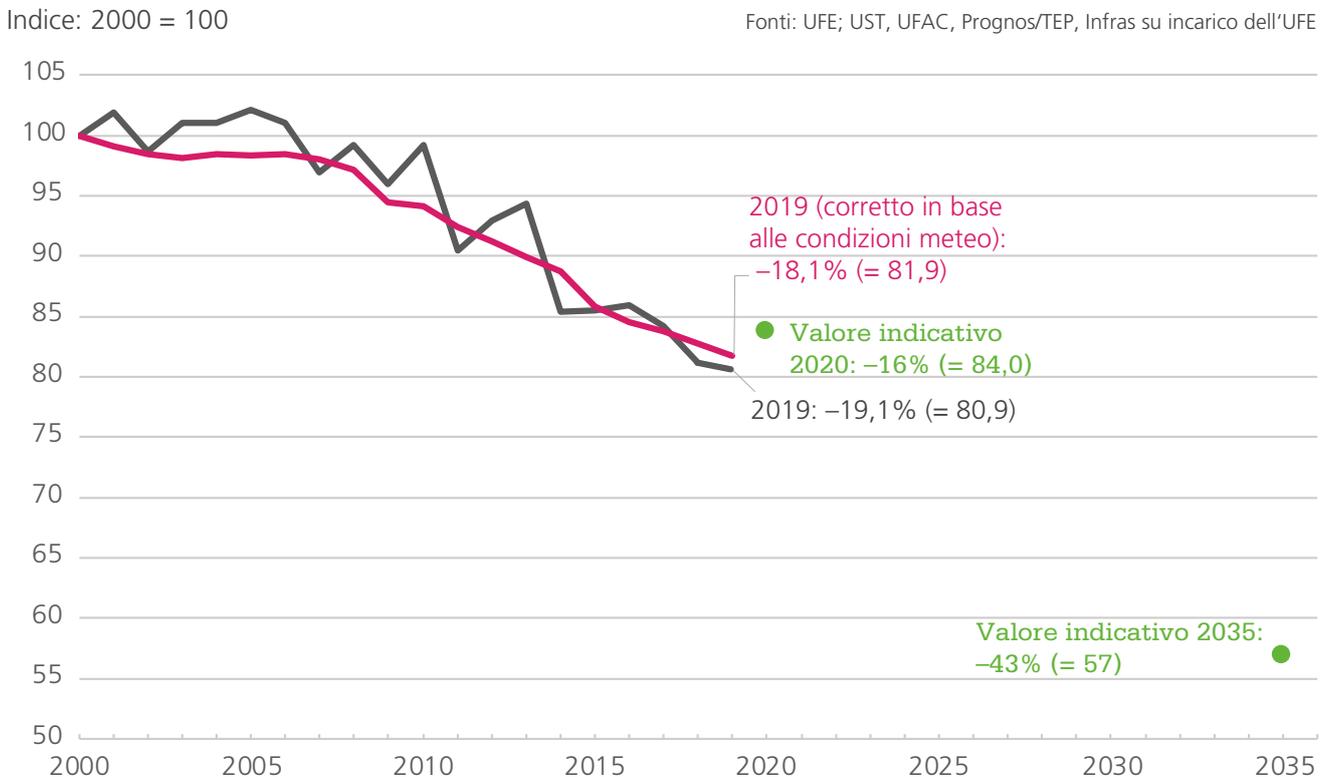


Figura 1: Andamento del consumo di energia finale³ pro capite dal 2000 (indicizzato)

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 2019 il consumo energetico assoluto è stato inferiore dell'1,5 per cento rispetto a quello del 2000, mentre nello stesso intervallo di tempo la popolazione è cresciuta del 19,4 per cento. In virtù della legge sull'energia si persegue una riduzione pari al 16 per cento entro il 2020 e pari al 43 per cento entro il 2035 rispetto al livello del 2000 (anno di base). Nel 2019 il consumo energetico pro capite è stato pari a 87,1 gigajoule (0,024 GWh), ossia inferiore del 19,1 per cento rispetto al 2000. Se corretto sulla base dei fattori meteorologici, il calo è stato pari al 18,1 per cento, quindi inferiore al valore di riferimento per il 2020 (cfr. curva rossa). 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 10 anni è stato pari a circa l'1,4 per cento l'anno. Nel 2019 il valore assoluto del consumo di energia finale è aumentato dello 0,3 per cento rispetto all'anno precedente, il che è da ricondurre

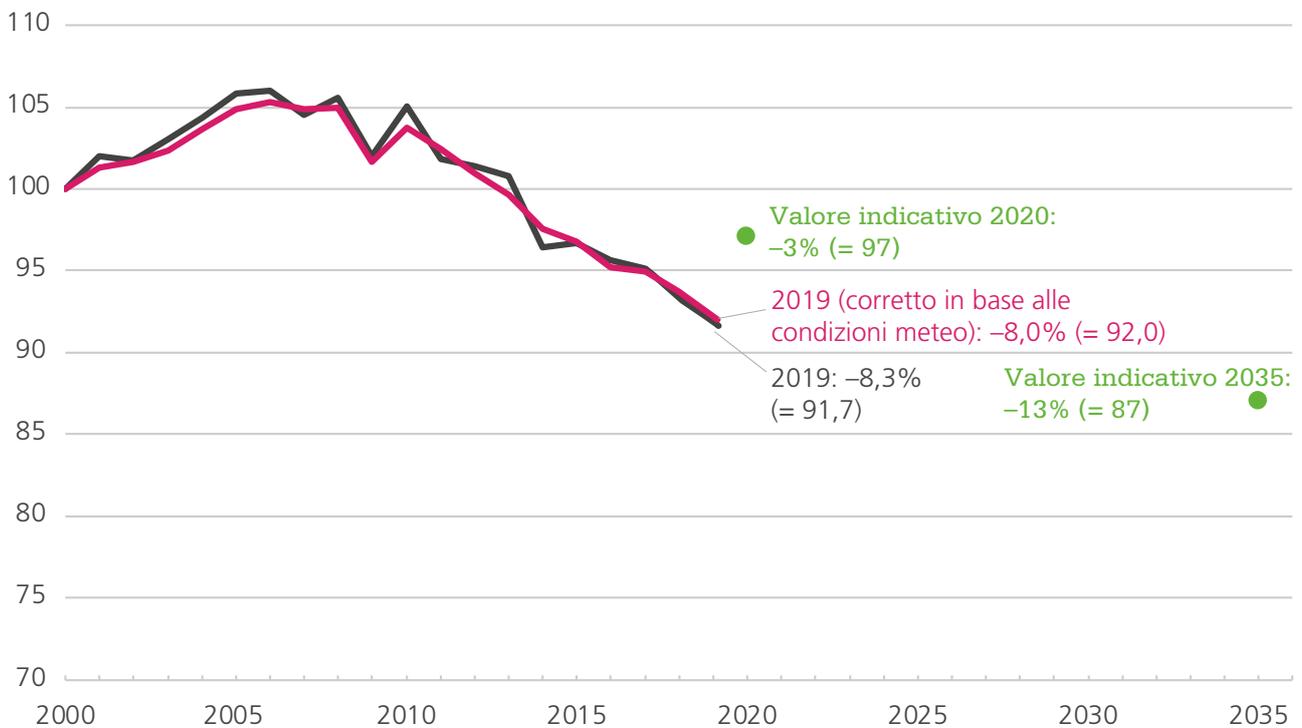
principalmente alle temperature più fresche registrate in tale anno, che hanno comportato un maggiore fabbisogno di calore per il riscaldamento. Nell'arco dell'intero periodo in esame 2000–2019, i fattori quantitativi hanno determinato un incremento del consumo energetico; essi comprendono tutti i fattori 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, fattori che a partire dal 2000 hanno rivelato un sempre maggiore effetto inibitore sul consumo. Tra il 2000 e il 2019 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 rileva una sostituzione della benzina con il diesel; in seguito, però, questo effetto è tornato a essere meno significativo (fonti: UFE, 2020a/UST, 2020/UFAC, 2020/Prognos/TEP/Infrac, 2020a+b).

³ Senza considerare il traffico aereo internazionale, il consumo di gas dei compressori del gasdotto Transgas, la differenza statistica e l'agricoltura.

CONSUMO ELETTRICO PRO CAPITE ANNUO

Indice: 2000 = 100

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

Figura 2: Andamento del consumo elettrico⁴ 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 aumentato del 10,3 per cento, la popolazione è cresciuta solo del 4,2 per cento. Dal 2006 la tendenza è al ribasso, come mostra la **figura 2**. Tra il 2006 e il 2019 il consumo di energia elettrica è diminuito dell'1,0 per cento a fronte di una crescita della popolazione nello stesso arco di tempo pari al 14,6 per cento. Il forte calo del consumo pro capite osservato nel 2009 è ascrivibile alla marcata contrazione economica. In virtù della 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 2019 il consumo elettrico pro capite è stato pari a 23,6 gigajoule (0,007 GWh), ossia inferiore dell'8,3 per cento rispetto al 2000. Se corretto sulla base dei fattori meteorologici, il calo è stato pari all'8,0 per cento (*cfr. curva rossa*). Il consumo è pertanto al di sotto del valore di riferimento per il 2020. In futuro il consumo di energia elettrica pro capite corretto sulla base delle condizioni meteorologiche dovrà diminuire in media del-

lo 0,4 per cento all'anno, in modo da poter raggiungere anche il valore di riferimento per il 2035 (-13%). Il calo medio negli ultimi 10 anni è stato pari a circa l'1,0 per cento l'anno. Nel 2019 il consumo assoluto di energia elettrica è diminuito dello 0,8 per cento. Questo calo è dovuto principalmente al progresso tecnologico e alle misure politiche. Inoltre, il clima più fresco ha determinato solo un leggero aumento del consumo di energia elettrica. L'aumento del consumo di energia elettrica registrato lungo l'intero periodo in esame 2000–2019 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 SvizzeraEnergia) 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, 2020a/UST, 2020/Prognos/TEP/Infras 2020a+b).

⁴ Senza considerare la differenza statistica e l'agricoltura.

PRODUZIONE ELETTRICA DA ENERGIE RINNOVABILI (SENZA ENERGIA IDROELETTRICA)

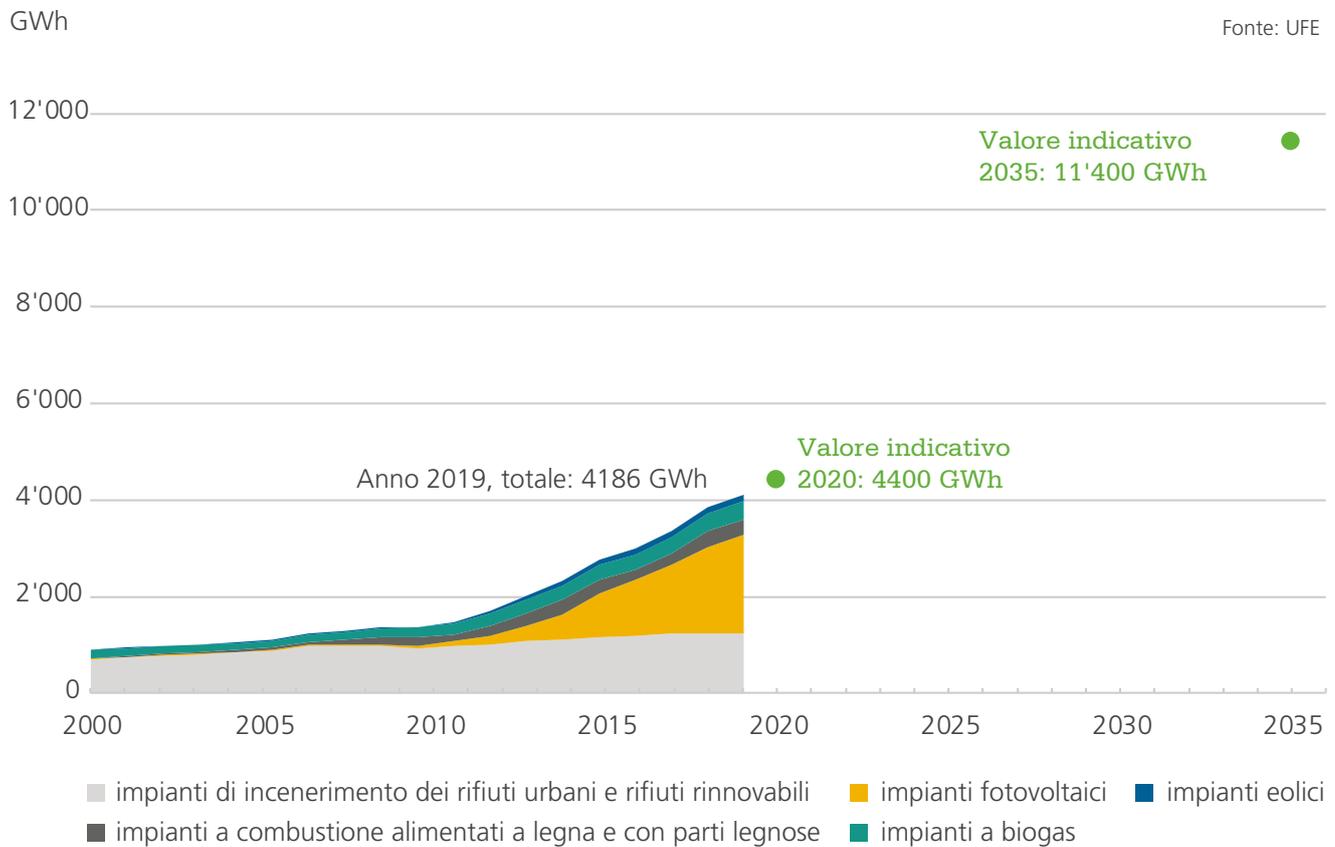


Figura 3: Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh)

Dal 2000 la produzione elettrica da fonti rinnovabili è aumentata, come mostra la **figura 3**. A partire dal 2010 la crescita si è rafforzata. Nel 2019 la produzione è stata pari a 4186 gigawattora (GWh), cosa che corrisponde al 6,2 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; pertanto per il periodo compreso tra il 2010 e il 2020 si persegue un aumento netto di circa 3000 GWh, di cui nell'anno preso in esame dal presente rapporto è stato raggiunto circa il 92,9 per cento. Nel 2019 l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato pari a 309 GWh, come la media annua registrata già dal 2011. Per poter raggiungere nel 2020 il valore indicativo di 4400 GWh, sarà necessario il prossimo anno un aumento netto di 214 GWh. Il valore indicativo per il 2035 è di 11'400 GWh. Per raggiungerlo è necessario un incremento medio netto maggiore, pari a 451 GWh all'anno. Analizzando le diverse tecnologie si osserva che

dal 2010 la produzione fotovoltaica ha fatto registrare in termini assoluti un aumento particolarmente forte: il fotovoltaico contribuisce attualmente per circa il 52 per cento della produzione della nuova energia elettrica rinnovabile. Ha registrato un aumento anche la produzione elettrica da impianti di incenerimento di rifiuti urbani e da rifiuti rinnovabili, che, con il 28,1 per cento, dopo il fotovoltaico è la seconda fonte rinnovabile per la produzione di energia elettrica. Dal 2010 è aumentata pure la produzione di energia elettrica da impianti a combustione alimentati a legna o con parti legnose (quota 2019: 7,5%). Solo di poco inferiore è stato l'aumento della produzione di energia elettrica da biogas (quota 2019: 8,9%). Anche l'energia eolica, da parte sua, è aumentata dal 2010, ma con il 3,5 per cento rappresenta tuttora una piccola parte della produzione di energia elettrica rinnovabile. Ad oggi non sono stati ancora realizzati impianti geotermici per la produzione di energia elettrica (fonte: UFE, 2020a).

PRODUZIONE IDROELETTRICA

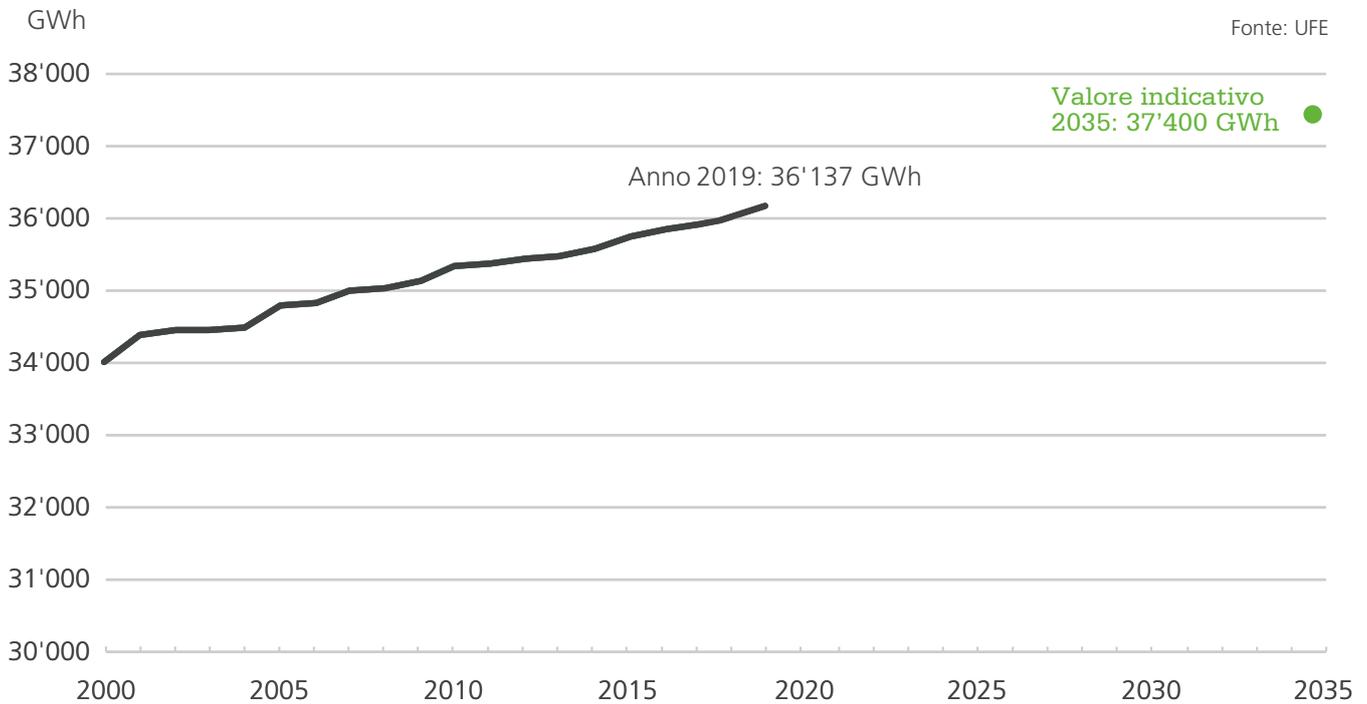


Figura 4: Andamento della produzione idroelettrica media attesa⁵ (in GWh) dal 2000

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 e all'ampliamento e all'ottimizzazione di impianti già esistenti. Nel 2019 (stato al 1° gennaio 2020) la produzione media attesa era di 36'137 GWh, mentre nell'anno di base 2011 (stato al 1° gennaio 2012) era di 35'354 GWh. Per poter raggiungere il valore indicativo si persegue un aumento netto di circa 2000 GWh tra il 2011 e il 2035: nell'anno in esame ne risultava pertanto raggiunto il 38,3 per cento. Nel 2019 l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato pari a 151 GWh, dopo essere ammontato in media a 90 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 79 GWh. Secondo la stima dell'UFE del potenziale di incremento dello sfrut-

tamento della forza idrica aggiornata nel 2019, allo stato attuale questo valore indicativo è raggiungibile, ma per farlo è necessario realizzare entro il 2035 la quasi totalità del potenziale individuato fino al 2050; tuttavia, l'analisi non tiene conto del potenziale di nuovi laghi glaciali o del potenziale di progetti non divulgati dall'industria elettrica per motivi di riservatezza (fonti: UFE, 2020b+2019).

⁵ Produzione media attesa, inclusa la produzione attesa delle centrali idroelettriche più piccole <300kW (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.

➔ Indicatori approfonditi relativi al
CONSUMO E ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA
 (Cfr. la 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 costituiscono il punto di unione tra la produzione e il consumo. A tale sviluppo mira anche la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche), che è parte della Strategia energetica 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 la rilevazione 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 interrate 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 cominci 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**.

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 (*cf. 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 interrate). 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.

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

Ad aprile 2015 la società nazionale di rete Swissgrid ha presentato una pianificazione strategica della rete elettrica svizzera⁶. 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 per il livello della rete di trasmissione nonché di altri importanti progetti. L'attenzione è puntata sui seguenti progetti di linee riportati nella **figura 5**:

6 cfr. www.swissgrid.ch/netz2025

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.

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.

PROGETTO DI RETE	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁷	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁸
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 	procedura di approvazione dei piani 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	2023
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel 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 ESTI 4.2. realizzazione (Mörel–Ernen)/in esercizio (Ernen–Ulrichen) 4.3. PAP UFE (Agarn–Stalden)/PAP ESTI (Chippis–Agarn) 4.4. PAP ESTI	2029
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Obfelden–Mettlen	<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	2030

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.09.2020)

7 Stato al 15.09.2020

8 Secondo la pianificazione di Swissgrid

PROGETTO DI RETE	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁷	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁸
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 delle rete e dell'approvvigionamento in Svizzera. 	TAF	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. progetto preliminare (linea principale) 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
allacciamento Nant de Drance NdD_1 Le Verney/ Rosel–Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz–Châtelard NdD_3 Châtelard– Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> allacciamento della centrale di pompaggio-turbinaggio 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

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.09.2020)

7 Stato al 15.09.2020

8 Secondo la pianificazione di Swissgrid

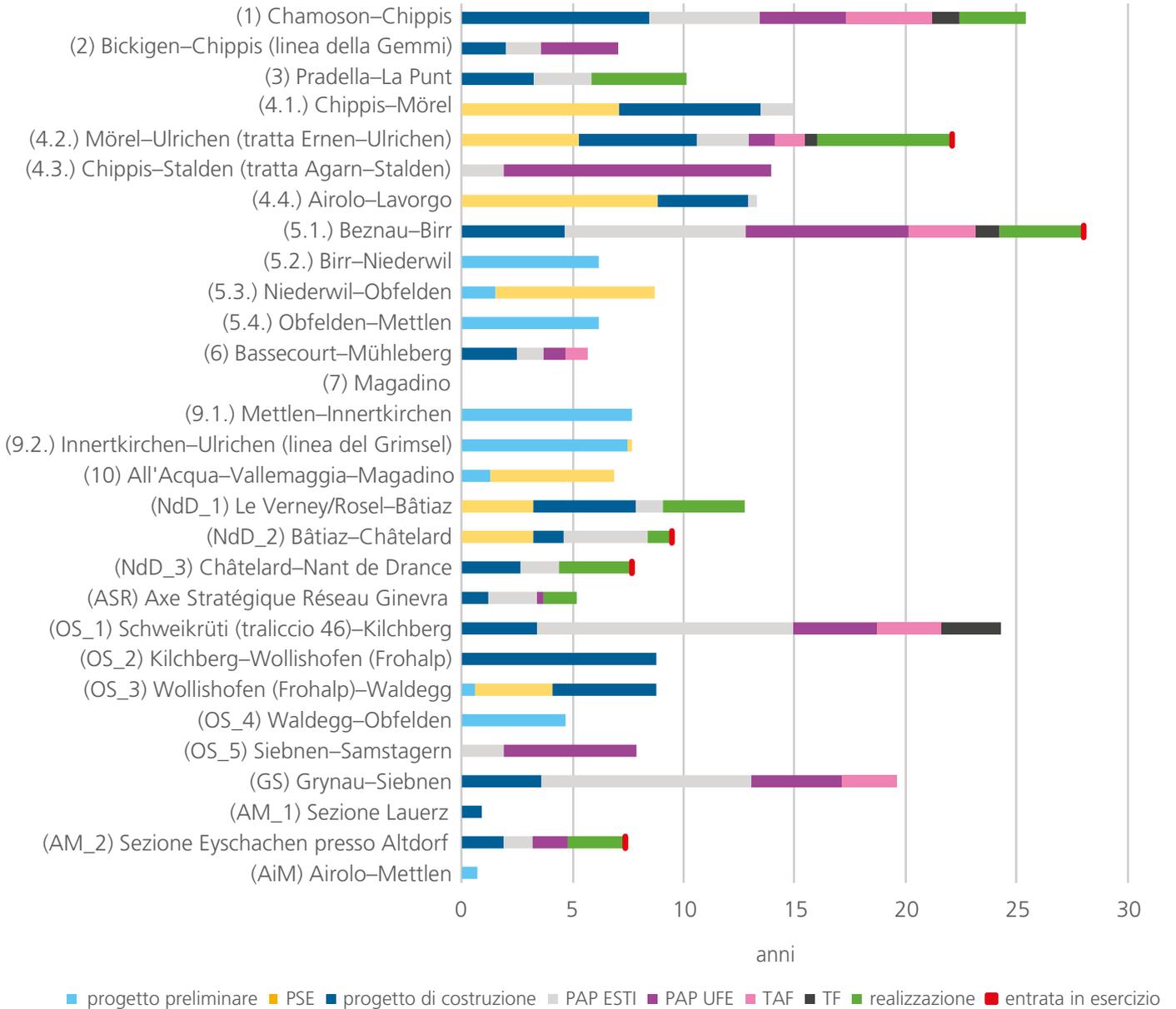
PROGETTO DI RETE	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁷	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁸
ASR (Axe Stratégique Réseau) nella regione di Ginevra	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cablaggio dell'attuale linea a 220 kV Foretaille–Verbois per circa 4,5 km lungo l'aeroporto di Ginevra. 	Realizzazione	2023
Obfelden–Samstagern OS_1 Schweikrüti (Mast 46)–Kilchberg OS_2 Kilchberg–Wollishofen (Frohalm) OS_3 Wollishofen (Frohalm)–Waldegg OS_4 Waldegg–Obfelden 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 TF 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 ▪ 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	2028
Airolo–Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Possibilità di raggruppare l'infrastruttura nella seconda canna della galleria autostradale del San Gottardo ▪ Esame della possibilità di cablare l'attuale linea a 220 kV Airolo–Mettlen nell'area del San Gottardo 	progetto preliminare	2029

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.09.2020)

7 Stato al 15.09.2020

8 Secondo la pianificazione di Swissgrid

Fonti: UFE, Swissgrid

Figura 6: Durata cumulata delle diverse fasi dei progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 15 settembre 2020 (in anni)⁹

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 corrisponde alla situazione iniziale secondo il diritto finora vigente. Essa non permette ancora di sapere se la Strategia energetica 2050 e la Strategia Reti elettriche porteranno all'ulteriore ottimizzazione sperata delle procedure, perché la relativa legislazione è in gran parte in vigore solo dall'inizio di giugno 2019. Le nuove disposizioni puntano all'ottimizzazione e allo snellimento delle procedure di approvazione.

⁹ **Considerazioni metodologiche:** a) per i progetti di rete con una storia pregressa più lunga la durata è stata calcolata a partire dal rilancio del progetto in questione; b) per i progetti con una storia pregressa 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 SETTEMBRE 2020)

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 sentenza 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. Nel frattempo Swissgrid ha posticipato la data all'estate del 2022, perché occorre ancora chiarire la questione relativa all'accesso alle parcelle dove saranno collocati alcuni tralicci.

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. Conclusi 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 2023.

4. Chippis–Lavorgo

L'entrata in esercizio dell'intera linea Chippis–Lavorgo è prevista per il 2029. Il progetto comprende diversi sottoprogetti, il cui stato si presenta come segue:

4.1. Chippis–Mörel

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.

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–Binnachra–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 il 26 marzo 2019 ha confermato la variante della linea aerea. Il Tribunale federale non è stato adito entro i termini, quindi la decisione è definitiva. La costruzione è iniziata.

BREVE DESCRIZIONE DEI SINGOLI PROGETTI DI RETE (STATO AL 15 SETTEMBRE 2020)

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 Agarn–Stalden (procedura secondo il vecchio diritto, non è stata condotta nessuna procedura PSE); riguardo alla tratta Chippis–Agarn, nel 2012 è stato fissato nella procedura del piano settoriale per la linea Chippis–Mörel (linea della Valle del Reno) che la tratta Chippis–Agarn deve correre all'interno del corridoio pianificato per la linea della Valle del Reno parallelamente ad essa. Attualmente la tratta Chippis–Agarn del progetto si trova nella fase di approvazione dei piani presso l'ESTI.

4.4. Airolo–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 2030. 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. Obfelden–Mettlen

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. A condizione che questa decisione non venga contestata di fronte al Tribunale federale, la linea dovrebbe entrare in esercizio alla fine del 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 trova 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. La domanda per una procedura PSE per la parte principale della linea è attesa più avanti.

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (linea del 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. È attualmente in corso la procedura PSE per la determinazione del corridoio di pianificazione. A causa della lunghezza del progetto, esso è stato suddiviso in tre tratte parziali, in modo da poter essere realizzato in fasi gestibili. L'entrata in esercizio della nuova linea a 220 kV è prevista per il 2035. Le linee non più necessarie saranno poi smantellate.

ALTRI PROGETTI SELEZIONATI

L'allacciamento della centrale di **pompaggio-turbinaggio di Nant de Drance** alla rete ad altissima tensione contribuisce all'integrazione delle nuove energie rinnovabili ed è pertanto importante nell'ottica della Strategia energetica 2050. Il progetto si compone di tre progetti parziali. I primi due hanno superato una procedura PSE durata quasi tre anni, cui sono seguiti i progetti di costruzione (rispettivamente quasi cinque anni e un anno e mezzo) e la procedura di approvazione dei piani (rispettivamente poco più di un anno e quasi quattro anni); il terzo progetto parziale ha superato in modo relativamente veloce le fasi del progetto di costruzione e della PAP, durate rispettivamente due anni e mezzo e quasi due anni (la procedura PSE non è stata necessaria). Nel 2017 e nel 2018 è stato possibile concludere e mettere in esercizio la linea aerea *Châtelard-La Bâtiatz (NdD 2)* e la linea in cavo sotterranea *Châtelard-Nant de Drance (NdD_3)*, situata all'interno della caverna e necessaria per collegare la centrale di Nant de Drance e la sottostazione di Châtelard. La terza e ultima tratta, ossia il collegamento sotterraneo tra *Le Verney/Rosel-Bâtiatz (NdD_1)*, è ancora in costruzione; la sua messa in esercizio è prevista per il 2022 circa. Nel 2019, tuttavia, stando alle informazioni fornite da Swissgrid, la centrale ha già potuto essere collegata provvisoriamente alla rete ad altissima tensione portando da 220 a 380 kV la tensione di una delle due linee aeree esistenti (La Bâtiatz-Rosel).

Il Cantone di Ginevra, l'aeroporto di Ginevra e un gruppo di investitori privati stanno pianificando diversi progetti di sviluppo urbano nell'area aeroportuale sotto la denominazione comune di **Axe Stratégique Réseaux (ASR)**. Per realizzare questi progetti, l'attuale linea a 220 kV sarà interrata per 4,5 km lungo l'autostrada e il perimetro dell'aeroporto di Ginevra, nell'ambito del progetto di potenziamento del tratto autostradale e di realizzazione dell'impianto di riscaldamento/raffreddamento di SIG (Services Industriels de Genève). Il Cantone di Ginevra e gli investitori finanziano il progetto. L'approvazione dei piani è stata rilasciata dall'UFE a fine 2019, due anni e mezzo dopo la presentazione della domanda di approvazione all'ESTI (non è stata necessaria una procedura PSE). Secondo i piani attuali, l'entrata in funzione della linea è prevista per la fine del 2023.

Il progetto **Obfelden-Samstagern** prevede il potenziamento delle linee attuali da 150 kV a 380/220 kV. Inoltre, su questa stessa linea dovrà essere in parte raggruppata la linea a 132 kV delle FFS. Il progetto è suddiviso in più tratte: per la tratta *Wollishofen (Frohald)-Waldegg*, a fine 2015, al termine una procedura PSE durata tre anni e mezzo, il Consiglio federale ha stabilito il corridoio di pianificazione per una linea in cavo, di cui si sta preparando il progetto di costruzione; la tratta *Kilchberg-Wollishofen (Frohald)* è stata esonerata dalla procedura PSE e si sta lavorando al suo tracciato. Dopo il rinvio all'UFE, da parte del Tribunale federale, del dossier concernente l'approvazione dei piani per la tratta *Schweikrüti (traliccio 46)-Kilchberg*, l'Ufficio federale ha disposto la costruzione di una linea aerea. Contro questa decisione sono stati presentati alcuni ricorsi al Tribunale amministrativo federale. Quest'ultimo li ha respinti a febbraio 2020 e ha disposto la realizzazione di una linea aerea. Anche contro questa decisione sono stati presentati alcuni ricorsi al Tribunale federale. Il 23 giugno 2020 quest'ultimo ha respinto la richiesta di effetto sospensivo. Lo scambio di corrispondenza si è concluso il 25 settembre 2020. La linea *Waldegg-Obfelden* esiste già e ha una tensione di 150 kV; nel settembre 2016 era stata certificata dall'ESTI la compatibilità del suo esercizio a 220/380 kV con l'ordinanza sulla protezione dalle radiazioni non ionizzanti (ORNI). Swissgrid presenterà a tempo debito all'ESTI, in coordinamento con la realizzazione della sottostazione di Waldegg, la domanda per l'innalzamento della tensione da 2x150 kV a 2x220 kV. Per la tratta *Siebnen-Samstagern* è in corso dal 2014 la procedura di approvazione dei piani presso l'UFE, è in corso la valutazione delle prossime tappe. La realizzazione dell'intero progetto è prevista per il 2030.

Tra **Grynau e Siebnen** si vuole sostituire l'attuale linea aerea a 220 kV con una nuova linea aerea a 380 kV. Il progetto era stato avviato già prima dell'elaborazione del PSE ed è stato oggetto di una procedura di approvazione dei piani presso l'ESTI durata quasi dieci anni. L'ESTI aveva trasmesso il dossier all'UFE nel 2006. Dopo due anni quest'ultimo aveva disposto l'approvazione dei piani, che era stata trasmessa al Tribunale amministrativo federale. Il TAF aveva rinviato la procedura all'UFE, chiedendo uno studio sulla posa in terra della linea e un successivo riesame del progetto. Tra la fine del 2013 e

la fine di giugno 2020, su richiesta di Swissgrid, l'UFE ha sospeso più volte la procedura. Il 30 giugno 2020 Swissgrid ha sottoposto all'approvazione dell'UFE il dossier rivisto e aggiornato per l'approvazione dei piani. La realizzazione del progetto è prevista per il 2028.

Nel fondovalle del Canton Uri, Swissgrid e le FFS stanno spostando le linee ad alta tensione. A fine 2001 la proprietaria di allora, la società Alpiq, aveva presentato domanda di approvazione dei piani per il risanamento totale della tratta Ingenbohl–Mettlen lungo la linea a 380 kV **Amsteg–Mettlen**. Nel frattempo una buona parte della linea è stata risanata e nella primavera del 2008 la tratta *Eyschachen bei Altdorf* ha potuto entrare in esercizio. Per la tratta *Lauerz* è ancora in corso il progetto di costruzione. Non è stata svolta una procedura PSE perché l'impatto del progetto in termini di pianificazione territoriale ha potuto essere chiarito già nella domanda di rinuncia alla procedura PSE e a livello cantonale e comunale. Si stanno ulteriormente definendo gli oneri derivanti dalla rinuncia alla procedura PSE. La realizzazione del progetto è prevista per il 2028.

Nell'ambito dei lavori di sostituzione pianificati Swissgrid intende ammodernare la linea aerea a 220 kV **Airolo–Mettlen**. Nell'ottica del raggruppamento dell'infrastruttura, l'attuale piano della seconda canna della galleria autostradale del San Gottardo prevede la realizzazione al di sotto della carreggiata di un canale separato per le linee di servizio. Tenendo conto della computabilità degli investimenti, Swissgrid valuterà la fattibilità di questa variante. La linea in cavo rappresenta un'alternativa al risanamento della linea aerea lungo questa tratta.

(fonti: UFE/Swissgrid, 2020/Swissgrid 2015)

INTERRAMENTO DI LINEE ELETTRICHE

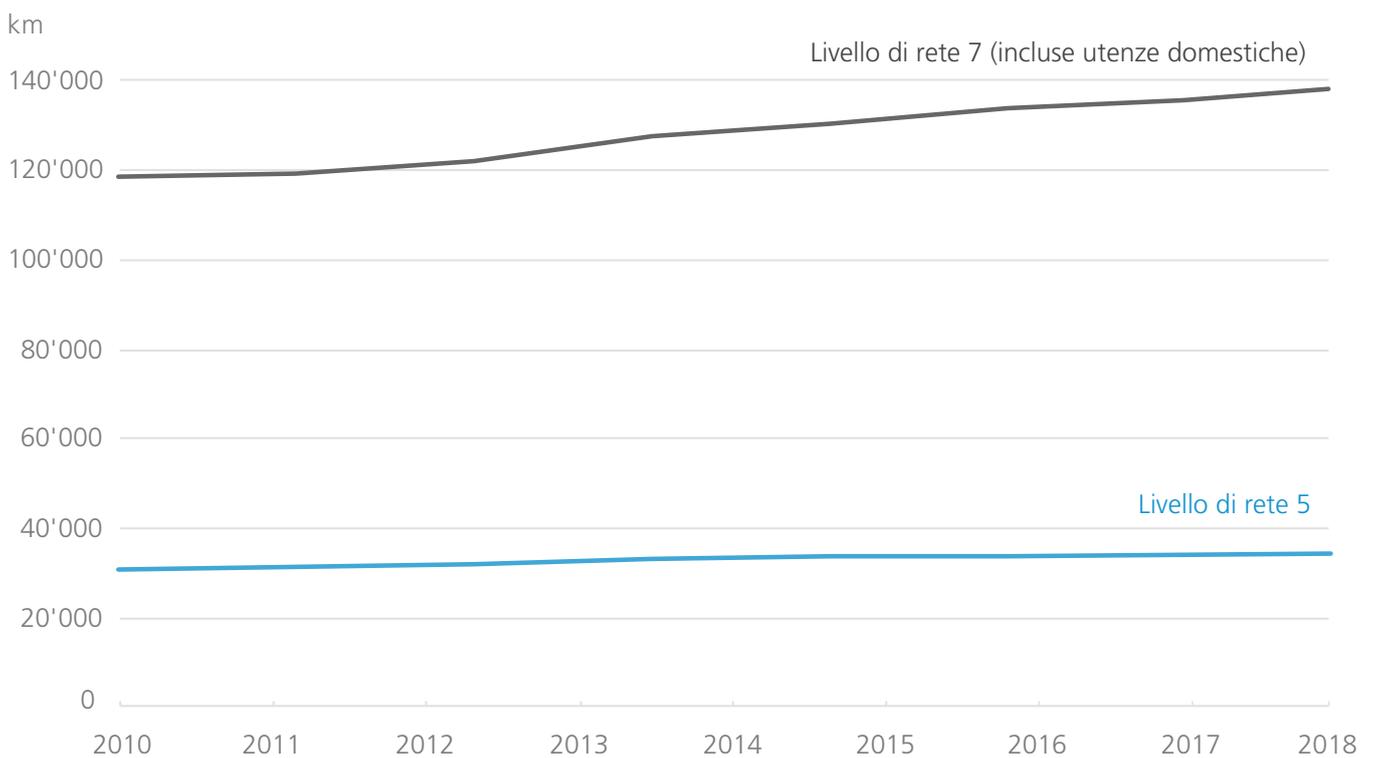
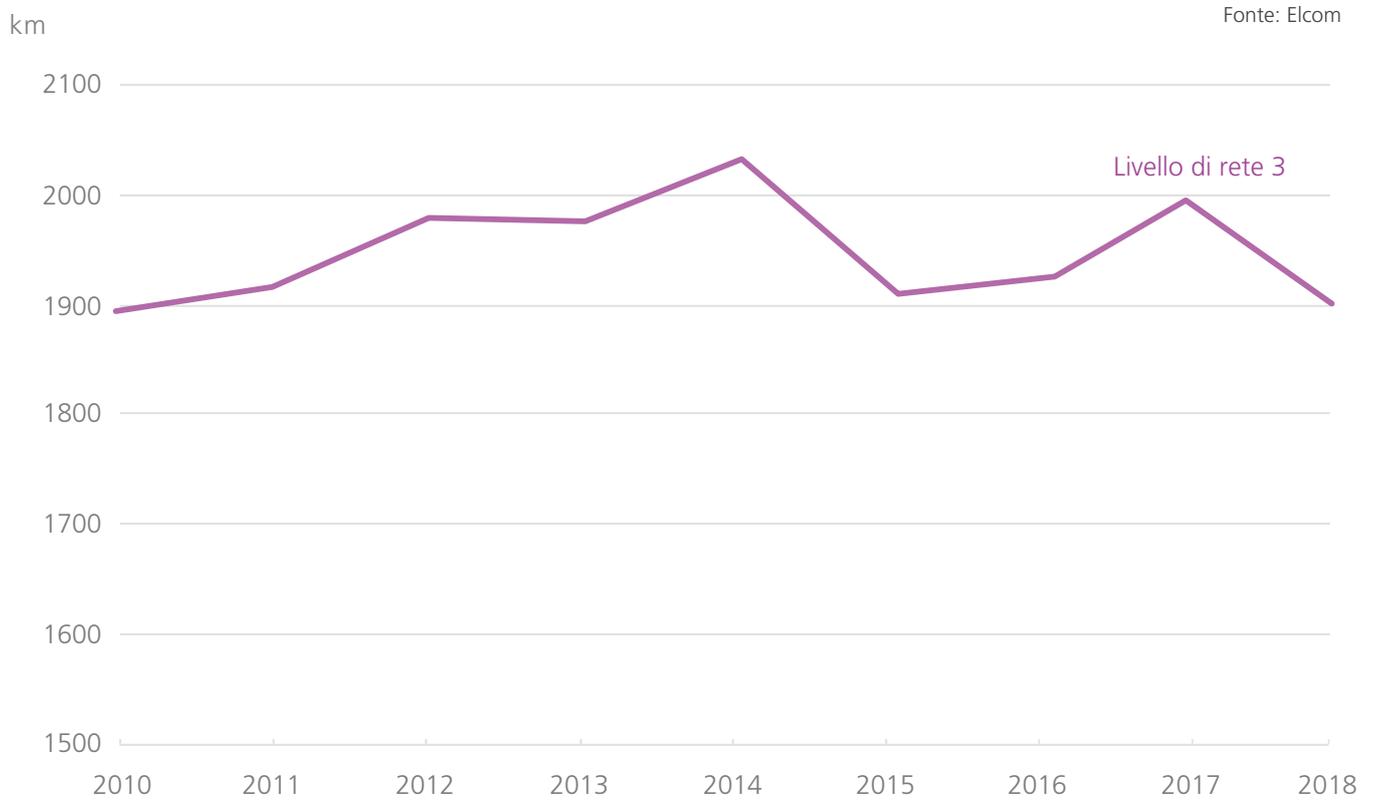


Figura 7: Volume delle linee elettriche interrante della rete di distribuzione (in km)

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 obiettivi¹⁰. 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 a pagina 24 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 si osserva una tendenza negativa, le cui cause non sono chiare. I tre livelli della rete di distribuzione (linee aeree e cavi interrati, incl. gli allacciamenti domestici) presentano complessivamente circa 198'231 chilometri di linee elettriche, di cui quasi 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 «Gäbühel» 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. 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 (fonti: EICom, 2020a/UFE/Swissgrid, 2020).

¹⁰ Cfr. schema di valutazione dell'UFE per le linee di trasmissione: www.bfe.admin.ch.

CONTATORI INTELLIGENTI (SMART METER)

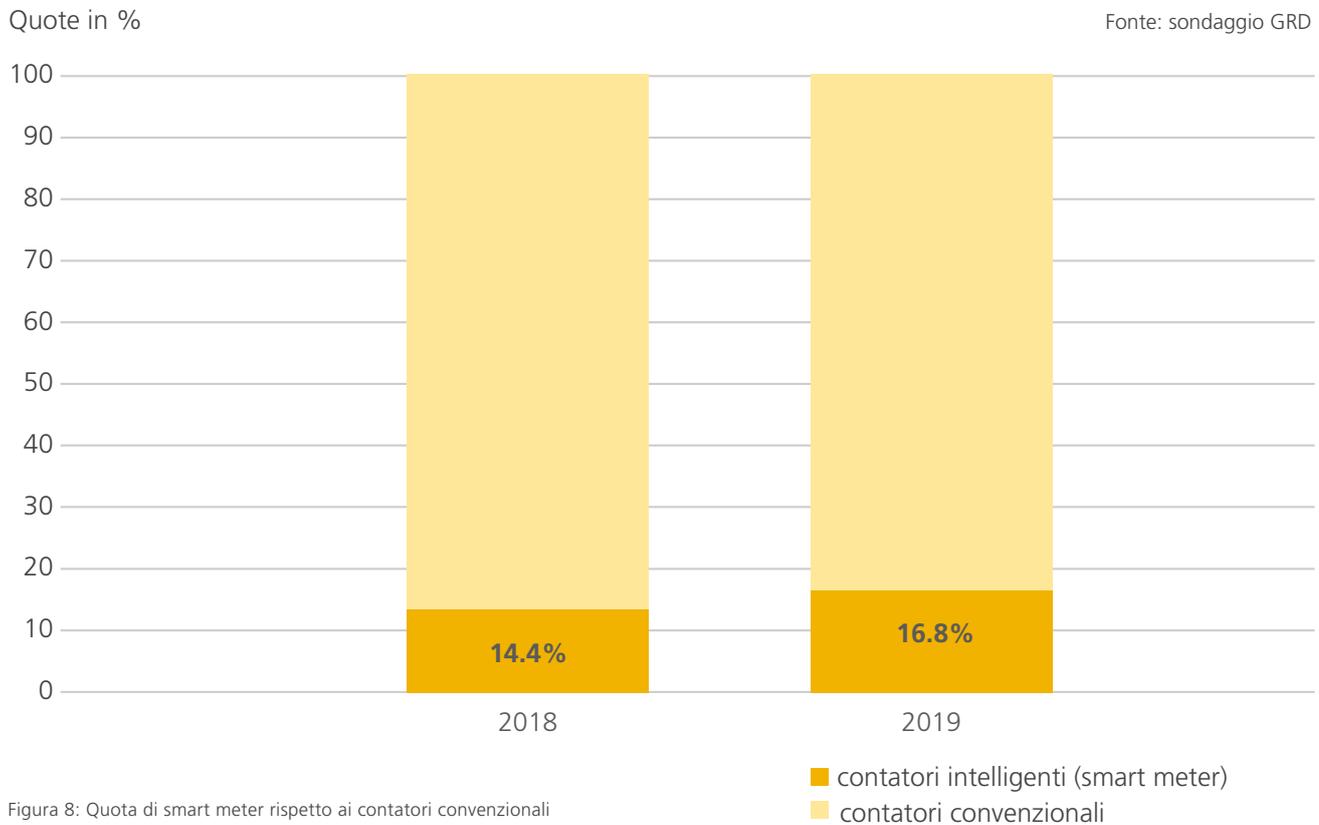


Figura 8: Quota di smart meter rispetto ai contatori convenzionali

La quota sempre maggiore di produzione elettrica decentralizzata pone le reti elettriche di fronte a numerose sfide. Oltre all'ammodernamento 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. 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), nel 2019 si contavano circa 944'220 smart meter installati e in uso, vale a dire quasi il 17 per cento, come mostra la **figura 8** (2018: oltre il 14%) (fonte: GRD, 2020).

➤ Indicatori approfonditi relativi allo **SVILUPPO DELLE RETI** (Cfr. la versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



▶ **SICUREZZA** **DELL'APPROVVIGIO-** **NAMENTO**

La Strategia energetica 2050 intende mantenere a lungo termine l'attuale elevato livello di sicurezza dell'approvvigionamento energetico nel Paese. Tale garanzia è un principio sancito 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 del sistema energetico, il monitoraggio si concentra anche sul tema dell'elettricità.

DIVERSIFICAZIONE DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO

La **figura 9** mostra che nel 2019 i prodotti petroliferi (carburanti e combustibili, inclusi i carburanti per l'aviazione del traffico aereo internazionale) hanno rappresentato quasi la metà del consumo di energia finale. L'elettricità costituisce circa un quarto del consumo di energia finale e il gas circa il 14 per cento. La quota dei prodotti petroliferi è scesa tra il 2000 e il 2019 di quasi il 10 per cento a causa della riduzione dei combustibili petroliferi, mentre sono aumentate le quote di gas (+2,8%), elettricità (+2,4%), legna e carbone di legna (+1,4%) come pure delle altre energie rinnovabili (+2,9%) e del teleriscaldamento (+1%). Rispetto all'anno precedente, nel 2019 non si sono registrate grandi differenze nella ripartizione: combustibili petroliferi (-0,4%), carburanti petroliferi (-0,1%), il gas (+0,3%), elettricità (-0,3%) ed energie rinnovabili (+0,2%). Complessivamente l'approvvigionamento energetico è ben diversificato, e ciò contribuisce a una buona sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera (fonte: UFE, 2020a).

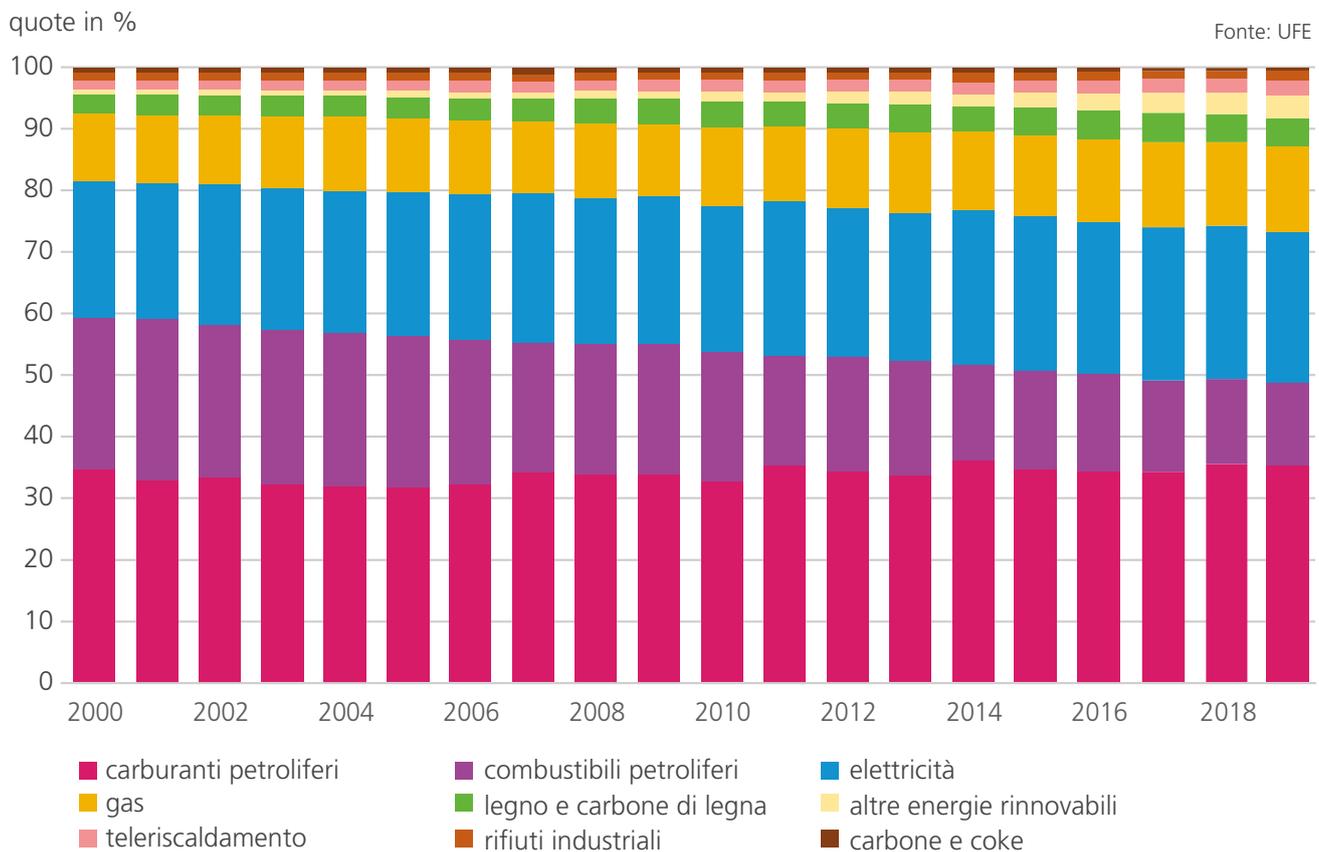


Figura 9: Diversificazione dell'approvvigionamento energetico: consumo energetico finale suddiviso secondo il vettore energetico (quote percentuali)

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 in linea di massima 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, ossia di fonti non rinnovabili. 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 2019 essa era pari al 74,6 per cento (2018: 75,0% 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, 2020a/UST/UFAM/ARE, 2020).

Fonte: UFE

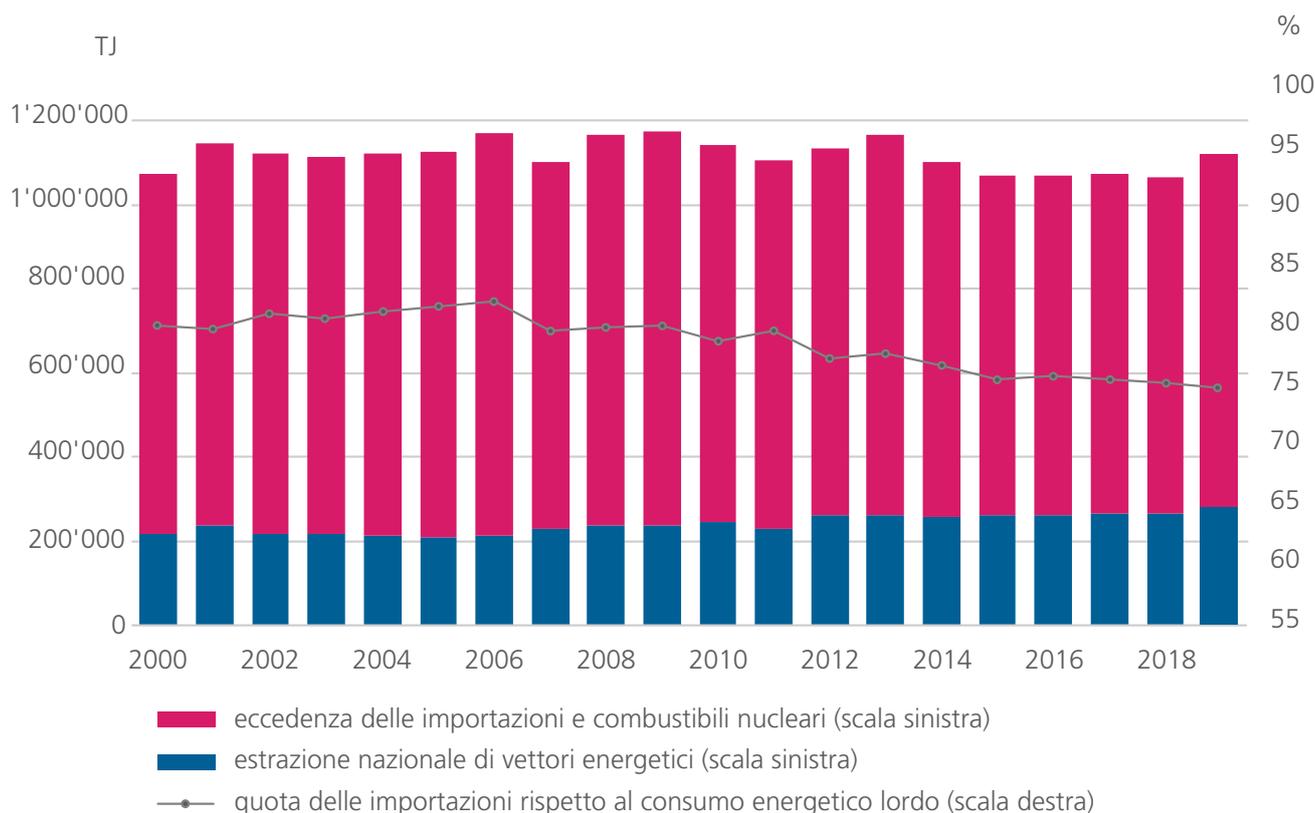


Figura 10: Eccedenza delle importazioni e produzione nazionale (in TJ) e quota di energia importata rispetto al consumo energetico lordo (in %)

SYSTEM ADEQUACY

Anche in Svizzera l'**approvvigionamento elettrico** è garantito dall'interazione tra capacità delle centrali elettriche e rete elettrica. Quest'ultima permette il trasporto e la distribuzione dell'energia prodotta. Le reti elettriche integrano, dunque, la capacità delle centrali elettriche nazionali e sono anch'esse importanti per garantire l'approvvigionamento elettrico. Essendo fortemente collegata con i Paesi limitrofi, la Svizzera è influenzata anche dalla loro situazione. Siccome la situazione cambia continuamente a causa di sempre nuove strategie dei diversi Paesi (soprattutto dell'UE), per poter fare valutazioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico sono necessarie analisi complessive periodiche sulla cosiddetta «system adequacy» (SA). Si tratta di un metodo globale per la modellizzazione dell'approvvigionamento elettrico, che considera l'orientamento strategico negli ambiti della produzione, del consumo e dell'infrastruttura di rete necessaria.

Nel 2017 il Politecnico federale di Zurigo e l'Università di Basilea, su incarico dell'UFE, hanno realizzato per la prima volta uno studio di questo tipo per la Svizzera, prendendo in esame il periodo fino al 2035. Nel 2019 lo studio è stato aggiornato considerando un **orizzonte** temporale prolungato di cinque anni, **ossia fino al 2040**, e a inizio del 2020 è seguita la sua pubblicazione. Come nel 2017, lo studio aggiornato si basa su una serie di scenari energetici relativi all'evoluzione della domanda e dell'offerta in Svizzera e in Europa. I risultati di tale aggiornamento sono sostanzialmente uguali a quelli dello studio del 2017: gli sviluppi politici attesi con gli scenari di riferimento non fanno intravedere il rischio di riduzioni forzate del carico¹¹ in Svizzera, indipendentemente dalla struttura nazionale dell'offerta («energie rinnovabili e importazioni» o «energie convenzionali e rinnovabili»). La stessa valutazione vale anche per il periodo successivo allo spegnimento delle centrali nucleari in Svizzera. Né un ritardo nell'ampliamento della rete, né minori possibilità di importazione per la Svizzera potrebbero di fatto influire su questa situazione dell'approvvigionamento. Essa non si aggraverebbe nemmeno nei casi di riduzione delle capacità europee considerati (centrali nucleari in Francia, centrali a carbone in Germania). Problemi locali, come quelli analizzati per la variante di elettrificazione, insorgerebbero solo in caso di un chiaro scostamento tra la domanda e l'offerta. Se combinato con ulteriori variazioni della rete e dell'offerta, un aumento della domanda

porterebbe anche a maggiori problemi di approvvigionamento. Con simili condizioni l'incremento della capacità produttiva locale della Svizzera dalle energie rinnovabili può contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento nel Paese, anche se rimane il problema della sicurezza dell'approvvigionamento a livello paneuropeo. La buona situazione dell'approvvigionamento in Svizzera dipende da due fattori. In primo luogo *dal buon collegamento della Svizzera con i Paesi confinanti*. In tutti gli scenari considerati la Svizzera dipende dalle importazioni di elettricità per poter soddisfare la propria domanda interna complessiva; la sua produzione idroelettrica, invece, è orientata soprattutto all'esportazione. Di conseguenza la disponibilità di capacità per lo scambio con i Paesi vicini è decisiva. Negli stessi modelli la capacità di rete viene raffigurata in base alle possibilità fisiche di quest'ultima, che sono più che sufficienti per soddisfare il fabbisogno di interscambio della Svizzera. In secondo luogo, un'eventuale scarsità delle capacità di esportazione dell'Europa possono essere compensate dalla Svizzera attraverso *la colonna portante dell'approvvigionamento elvetico, ossia l'energia idroelettrica, caratterizzata da un'elevata flessibilità*: grazie ad essa il carico necessario in Svizzera può essere coperto anche nel caso degli scenari più critici, perché la dinamica oraria e giornaliera della domanda nel sistema elettrico europeo lascia a disposizione finestre temporali sufficienti per le importazioni e per il ricorso alle centrali di pompaggio. Allo stesso modo la Svizzera è di norma anche esportatrice di energia elettrica nelle ore critiche per l'approvvigionamento, indipendentemente dalla propria domanda locale. *Un ulteriore incremento della produzione di energie rinnovabili avrebbe quindi un effetto positivo sull'approvvigionamento in Svizzera*, perché l'immissione supplementare di elettricità nella rete – anche se al di fuori dei momenti di picco del carico – aumenterebbe la flessibilità del Paese in termini di importazioni di energia elettrica e di ricorso alle centrali idroelettriche. Dal presente studio e da quello del 2017 sulla *system adequacy* emerge che l'integrazione della Svizzera nel mercato elettrico europeo transfrontaliero continua a essere di centrale importanza. Grazie alle capacità disponibili per la produzione di energia idroelettrica, il Paese è in grado di far fronte a molti possibili sviluppi in Europa, senza dover temere grosse difficoltà di approvvigionamento. Ciò nonostante lo studio del 2019 sulla *system adequacy* raccomanda di proseguire il monitorag-

SYSTEM ADEQUACY

gio costante dei possibili sviluppi in Svizzera e in Europa per riconoscere in tempo potenziali trend critici futuri (ad es. aumento della domanda nettamente superiore alle aspettative senza un corrispondente adeguamento della domanda e delle capacità di rete necessarie) e adottare le misure necessarie. Nella revisione della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico, inoltre, il Consiglio federale ha proposto di rivedere gli strumenti disponibili per l'incentivazione dell'energia idroelettrica e dell'elettricità da energie rinnovabili e di partecipare in tal modo agli investimenti. Inoltre, nell'ottica di una «assicurazione energetica», si vuole creare una riserva di stoccaggio, che permetta di approvvigionare la Svizzera anche in caso di situazioni estreme imprevedibili. Dallo studio del 2019 sulla system adequacy non sono ancora emersi dati definitivi riguardo alla variante di elettrificazione. Qualsiasi studio sulla system adequacy che voglia tenere adeguatamente conto degli aspetti di una decarbonizzazione completa, che richiederà ancora molti anni, deve pertanto illustrare gli scenari di sviluppo per la Svizzera e l'UE almeno fino al 2050; ciò soprattutto per quanto concerne il parco delle centrali elettriche, l'evoluzione della domanda e il conseguente adeguamento dei piani di ampliamento della rete e tenendo conto di mutate dinamiche della domanda e dei parametri strutturali per le tecnologie che offrono maggiore flessibilità (fonti: Università di Basilea/ETHZ, 2019+2017/Consiglio federale, 2020a+b).

A metà giugno 2020 la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) ha pubblicato uno studio sulla system adequacy con **orizzonte temporale fino al 2030**. Stando alla ElCom, i dati numerici emersi dallo studio rivelano che negli scenari probabili (scenario di base 2030 e scenario di stress 1–2030) la system adequacy può essere garantita dal mercato. Va tuttavia osservato che proprio

per il suddetto scenario di base si presuppone una disponibilità massima della produzione svizzera e dell'energia di banda in Francia. Siccome entro il 2030 in Germania la produzione di energia di banda si ridurrà ulteriormente, l'importanza della disponibilità della produzione francese (e svizzera) è tendenzialmente in crescita nel semestre invernale. La maggiore quota di produzione controllabile in Francia sembra essere il principale miglioramento conseguito rispetto alla situazione nel 2025. La minore probabilità di difficoltà di approvvigionamento in Francia riduce il rischio di importare le stesse difficoltà anche in Svizzera. I risultati emersi dagli scenari di stress per il 2030 mostrano tuttavia che in caso di una concatenazione di circostanze sfortunate non si possono escludere casi di mancata fornitura di energia nel semestre invernale. I problemi di approvvigionamento interessano, secondo le ipotesi fatte, soprattutto l'inverno, in particolare qualora le due grandi centrali nucleari non dovessero essere disponibili (fonte: ElCom, 2020b).

A complemento di ciò, nel maggio 2020 i gestori delle reti di trasporto dei Paesi aderenti al Forum energetico pentilaterale (Penta Forum: Germania, Francia, Belgio, Paesi Bassi, Lussemburgo, Austria, Svizzera) hanno pubblicato il loro terzo rapporto congiunto sulla sicurezza regionale dell'approvvigionamento elettrico (Europa centro-occidentale) con **orizzonte temporale fino al 2025**. Per la Svizzera i risultati non mostrano problemi di approvvigionamento rilevanti nello scenario di base fino a tale anno (fonte: PENTA, 2020).

11 Al di sotto di una determinata frequenza di rete subentra una riduzione del carico, a seguito della quale singoli comprensori vengono scollegati dalla rete. Riducendo il numero dei consumatori di elettricità, viene sgravata l'intera la rete. Questa misura protegge la rete elettrica nel suo complesso e impedisce interruzioni della corrente in più regioni o addirittura nell'intero Paese.

➤ Approfondimenti sulla

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO:

- [Versione dettagliata del rapporto di monitoraggio](#)
- [Rapporto dell'UFE sulla System Adequacy della Svizzera](#)
- [Rapporti della ElCom sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sulla System Adequacy della Svizzera](#)
- [Rapporto del Penta Forum sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico regionale \(Europa centro-occidentale\)](#)



► 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 senza che venga compromessa la competitività internazionale della piazza economica svizzera. Questo tema si concentra pertanto sulla spesa energetica del consumatore finale e sui prezzi dell'energia.

SPESA ENERGETICA DEL CONSUMATORE FINALE

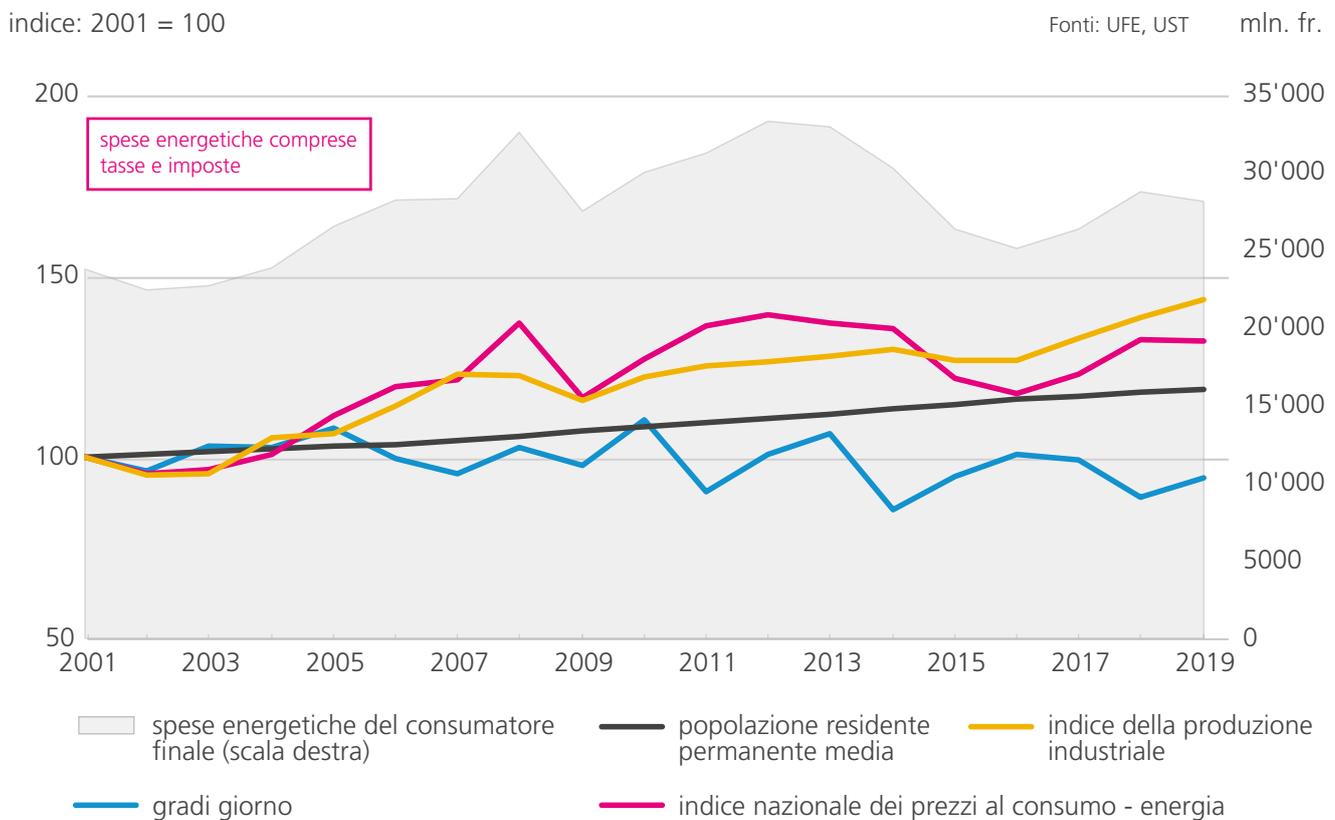


Figura 11: Spesa energetica del consumatore finale (in mln di franchi) e importanti fattori di influenza (indicizzati)

La **figura 11** mostra l'andamento della spesa energetica sostenuta dal consumatore finale in Svizzera, che è cresciuta da circa 23,8 mld. di franchi nel 2001 a circa 28,2 mld. di franchi nel 2019. Circa metà di questa cifra è destinata a spese per prodotti petroliferi, un buon terzo all'elettricità, il 10 per cento al gas e il resto a combustibili solidi nonché al teleriscaldamento¹². Tra il 2001 e il 2019 ciò corrisponde a un aumento medio annuo dello 0,9 per cento. Durante lo stesso periodo sono aumentati anche la produzione industriale (1,9% l'anno), la popolazione (0,9% l'anno) e l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'energia (1,5% 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 an-

che di una bassa elasticità dei prezzi sul breve periodo. 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 2019 la spesa dei consumatori finali ha fatto registrare un lieve calo rispetto all'anno precedente, riconducibile al calo dei prezzi. Una migliore efficienza energetica può avere un effetto frenante sul consumo energetico e di conseguenza sulla spesa dei consumatori finali (fonti: UFE, 2020a/UST, 2020).

¹² 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 2018 l'importo di imposte e tasse è stato pari a 5,24 mld. di franchi per i carburanti petroliferi, a 1,24 mld. di franchi per i combustibili petroliferi, a 2,04 mld. di franchi per l'elettricità (senza corrispettivi per l'utilizzazione della rete) e a 0,76 mld. di franchi per il gas (senza corrispettivi per l'utilizzazione della rete).

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

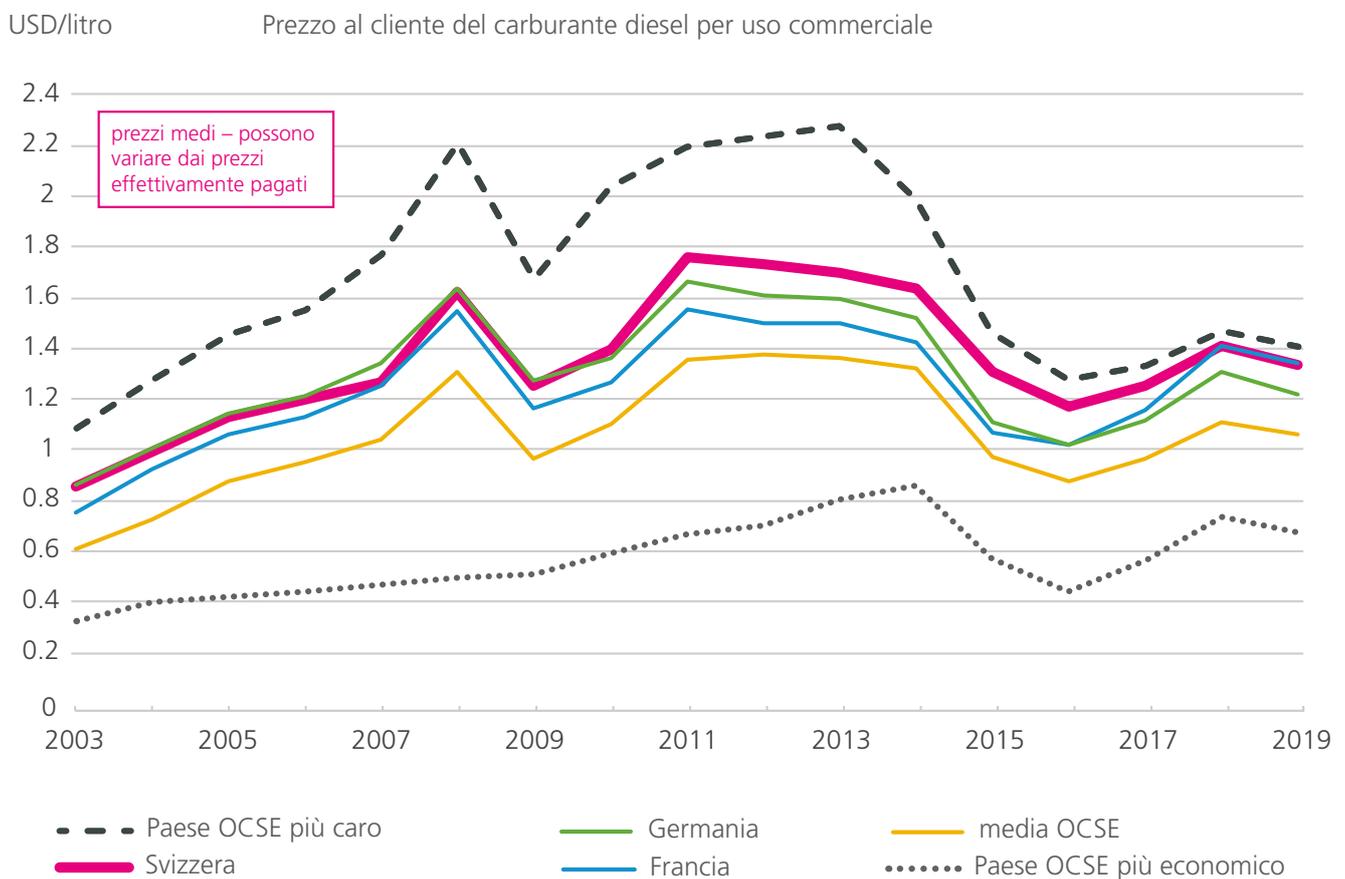
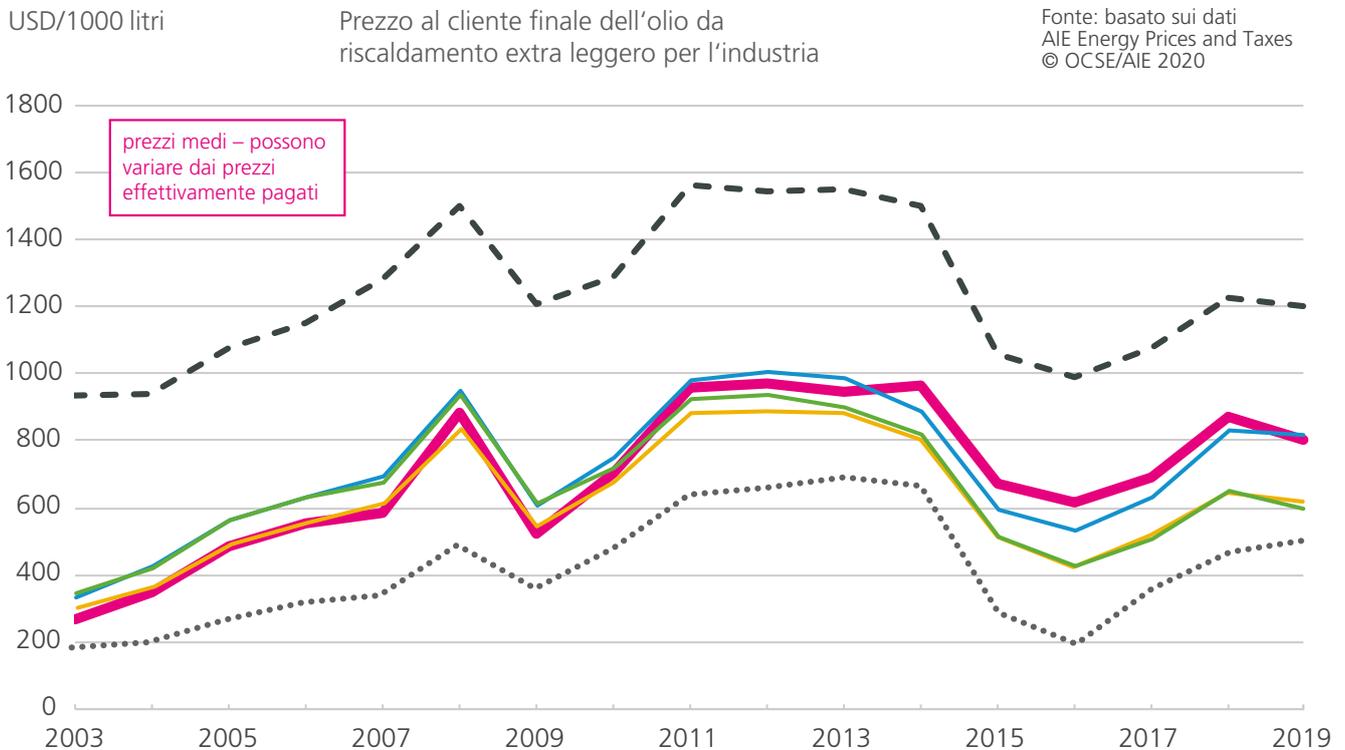


Figura 12: Prezzi medi al consumatore finale di olio da riscaldamento e diesel (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

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 (**cf. figura 12**). In Svizzera il prezzo **dell'olio combustibile** superava la media OCSE anche nel 2019. Rispetto all'anno precedente, i prezzi sono leggermente calati sia nell'area OCSE sia in Svizzera. Una spiegazione dell'aumento dei prezzi svizzeri per l'olio combustibile 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; 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, 2020a).

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

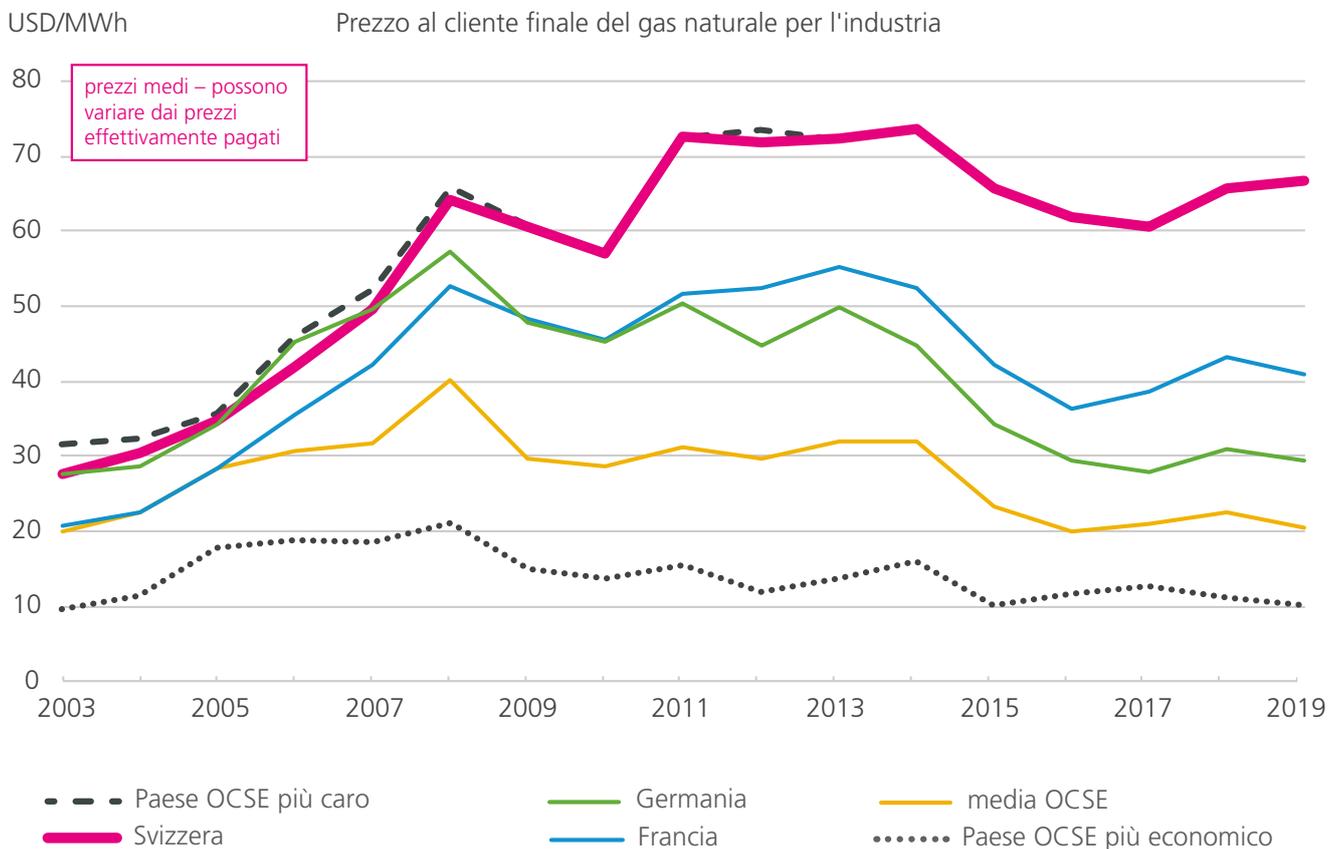
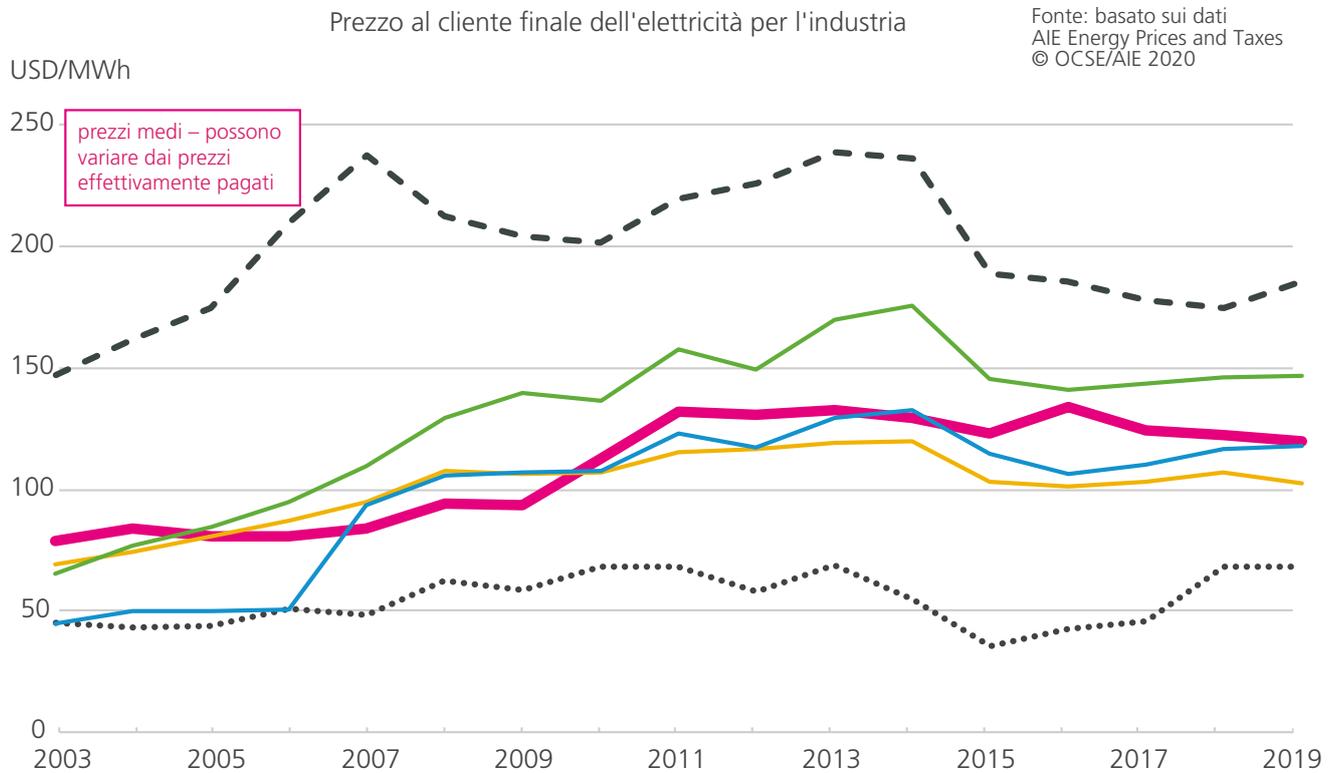


Figura 13: Prezzi medi al consumatore finale per elettricità e gas naturale (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

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 Germania, 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 o, in particolare, dell'Italia (l'Italia presenta nell'arco dell'intero periodo il prezzo dell'elettricità più elevato). 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 quattro quinti della quantità di energia corrispondente¹³. 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 degli Stati Uniti, il Paese con i prezzi più bassi nel 2019. Sono molteplici le possibili spiegazioni di un simile scarto: ad esempio, l'aumento summenzionato della tas-

sa sul CO₂ sui combustibili, ripercuotendosi 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, 2020/Consiglio federale, 2019c /COMCO, 2020).

13 Fonte: Rapporto d'attività della Elcom 2019, pag. 9.

➤ Indicatori approfonditi relativi a
SPESE E PREZZI (Cfr. la 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. Ciò vale sia in relazione alla politica climatica fino al 2030, adottata dal Parlamento nell'autunno 2020 nell'ambito della revisione totale della legge sul CO₂, sia per l'obiettivo a lungo termine adottato dal Consiglio federale il 28 agosto 2019 (emissioni nette di gas serra pari a zero entro il 2050) e la strategia climatica a lungo termine per il 2050, che il Consiglio federale ha contemporaneamente incaricato di elaborare per concretizzare tale obiettivo (Consiglio federale, 2017+2019a). 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 dell'energia. 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

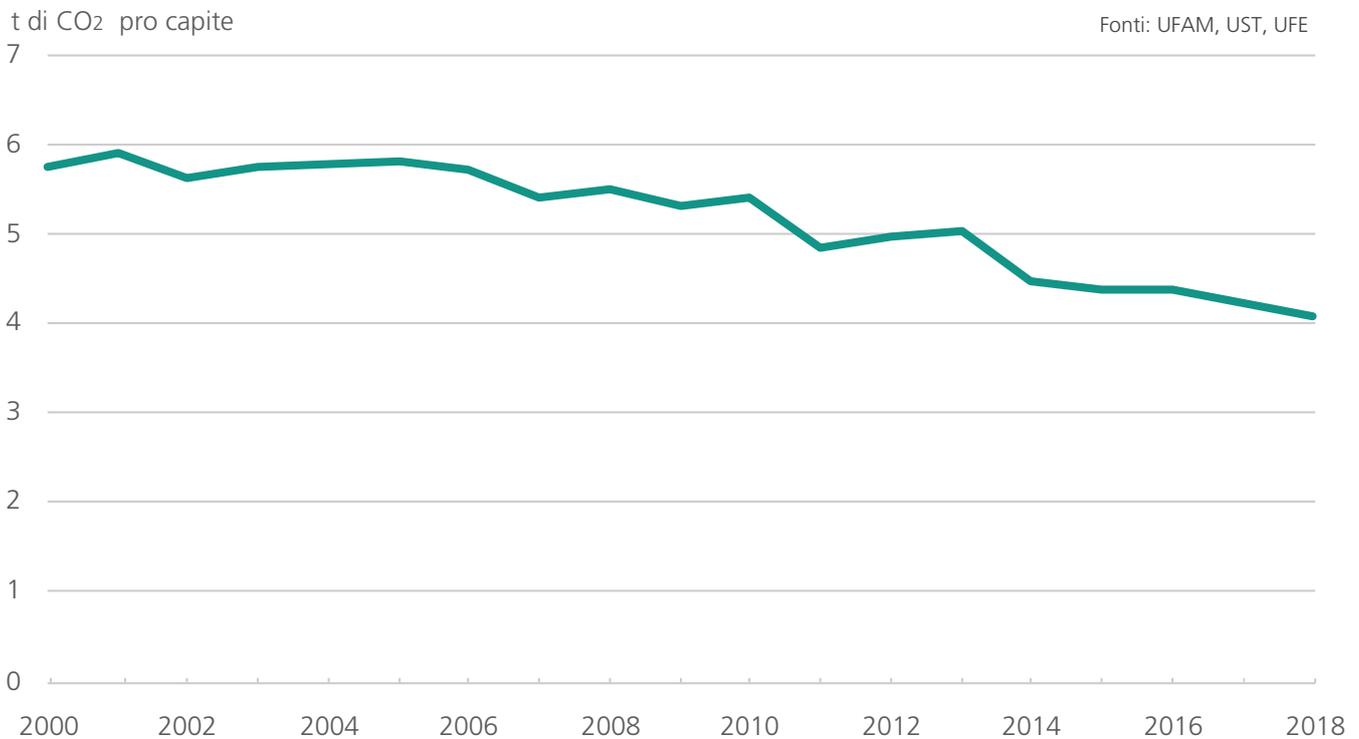


Figura 14: Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico (in t CO₂ pro capite)¹⁴

Dal 2000, in Svizzera, le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico sono in continua diminuzione, come mostra la **figura 14**. Mentre dal 2000 le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico sono nel complesso diminuite leggermente (*cf. figura 14*), nello stesso periodo la popolazione ha continuato a crescere. Si sta verificando un crescente disaccoppiamento tra crescita demografica ed emissioni di CO₂. Nel 2018 le emissioni nazionali pro capite erano pari a circa 4,1 tonnellate, quasi il 30 per cento meno del valore del 2000 (5,8 tonnellate). 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. Per poter raggiungere l'obiettivo strategico a lungo termine di ordine superiore, al quale si orienta attualmente la Strategia energetica¹⁵ (fissato nel messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 – riduzione delle emissioni di CO₂ a 1–1,5 tonnellate entro il 2050 secondo la definizione dell'obiettivo ed escludendo il traffico aereo internazionale), è necessario ridurre le emissioni pro capite mediamente di circa 0,08 tonnellate all'anno (fonti: UFAM, 2020/UST, 2020/UFE, 2020a).

Nel 2018 le emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali (*cf. figura 15*) raggiungevano quasi i 34,7 milioni di tonnellate, ossia il 16 per cento in meno rispetto al 2000. La quota maggiore di emissioni è da attribuire al settore dei **trasporti** (quota 2018: 43%; escluso il traffico aereo internazionale), principalmente al traffico stradale motorizzato¹⁶. Tra il 2000 e il 2018 le emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti sono diminuite di circa 0,9 mln di tonnellate. A partire dal 2015 una buona parte del calo può essere spiegato con la fine del cosiddetto «turismo del pieno», seguita alla decisione della Banca nazionale di abolire la soglia minima di cambio tra il franco e l'euro. Per contro, 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 ammontano ora a 5,6 milioni di tonnellate di CO₂¹⁷. Nel settore dell'**industria** (quota 2018: 23%) le emissioni di CO₂ derivano principalmente dalla produzione di beni e in parte minore dal riscaldamento degli edifici. Dal 2000 si registra una leggera diminuzione, che dimostra l'efficacia delle misure adottate, l'aumento dell'efficienza energetica e un disaccoppiamento tra produzione industriale ed emissioni di CO₂. Nel 2015, inoltre, è stato registrato un netto calo causato dall'interruzione dell'esercizio di una raffineria, che permane tuttora. Le

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

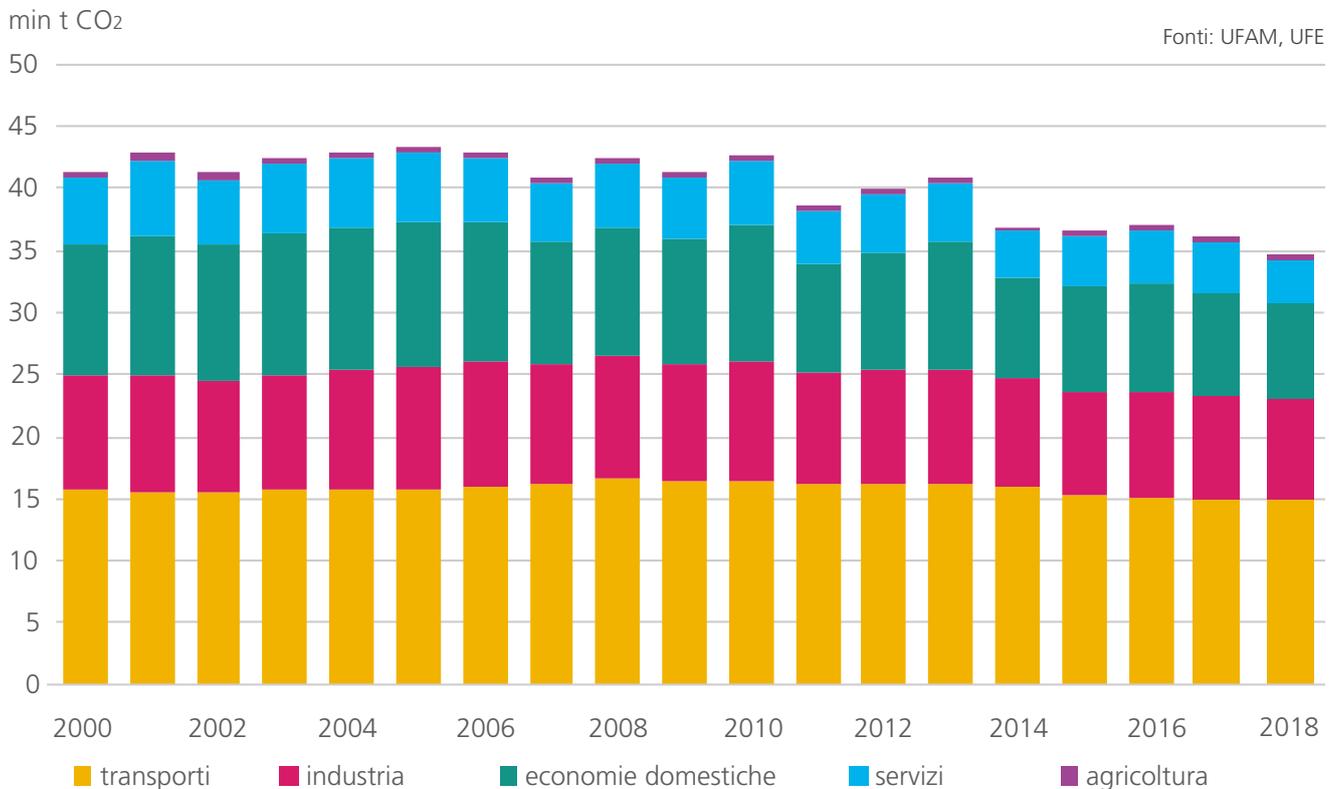


Figura 15: Emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore (in mln t CO₂, escluso il traffico aereo internazionale)

oscillazioni registrate nel corso del tempo sono collegate alle condizioni congiunturali e meteorologiche. Nel settore delle economie **domestiche** (quota 2018: 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. L'andamento annuo delle emissioni dipende comunque in forte misura dalle condizioni meteorologiche: è ancora forte infatti il ricorso a sistemi di riscaldamento alimentati con combustibili fossili. La situazione è analoga nel settore dei **servizi** (quota 2018: 10%): anche qui dal 2000 le emissioni di CO₂ dell'energia sono in lieve calo. 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 2018: 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, 2020+2018/UFE, 2020a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

15 Quest'obiettivo è attualmente oggetto di verifica nel quadro dei lavori per la Strategia climatica 2050, per i quali il Consiglio federale ha conferito un mandato il 28 agosto 2019, e sarà presumibilmente modificato.

16 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%).

17 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 27%.

➔ Indicatori approfonditi relativi alle **EMISSIONI DI CO₂** (Cfr. la versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



► RICERCA + TECNOLOGIA

Riguardo ai valori indicativi a breve termine fissati nella legge sull'energia e nella Strategia energetica 2050 si prevede di poterli raggiungere con le tecnologie già attualmente disponibili. Gli obiettivi a lungo termine, invece, richiedono un ulteriore avanzamento tecnologico. Per dare una spinta a tale avanzamento il Consiglio federale e il Parlamento hanno stanziato una quantità decisamente superiore di fondi per la ricerca in ambito energetico, attraverso i quali sono state lanciate nuove iniziative oppure rafforzate altre già in corso. I progressi della ricerca e della tecnologia non sono di norma misurabili direttamente 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

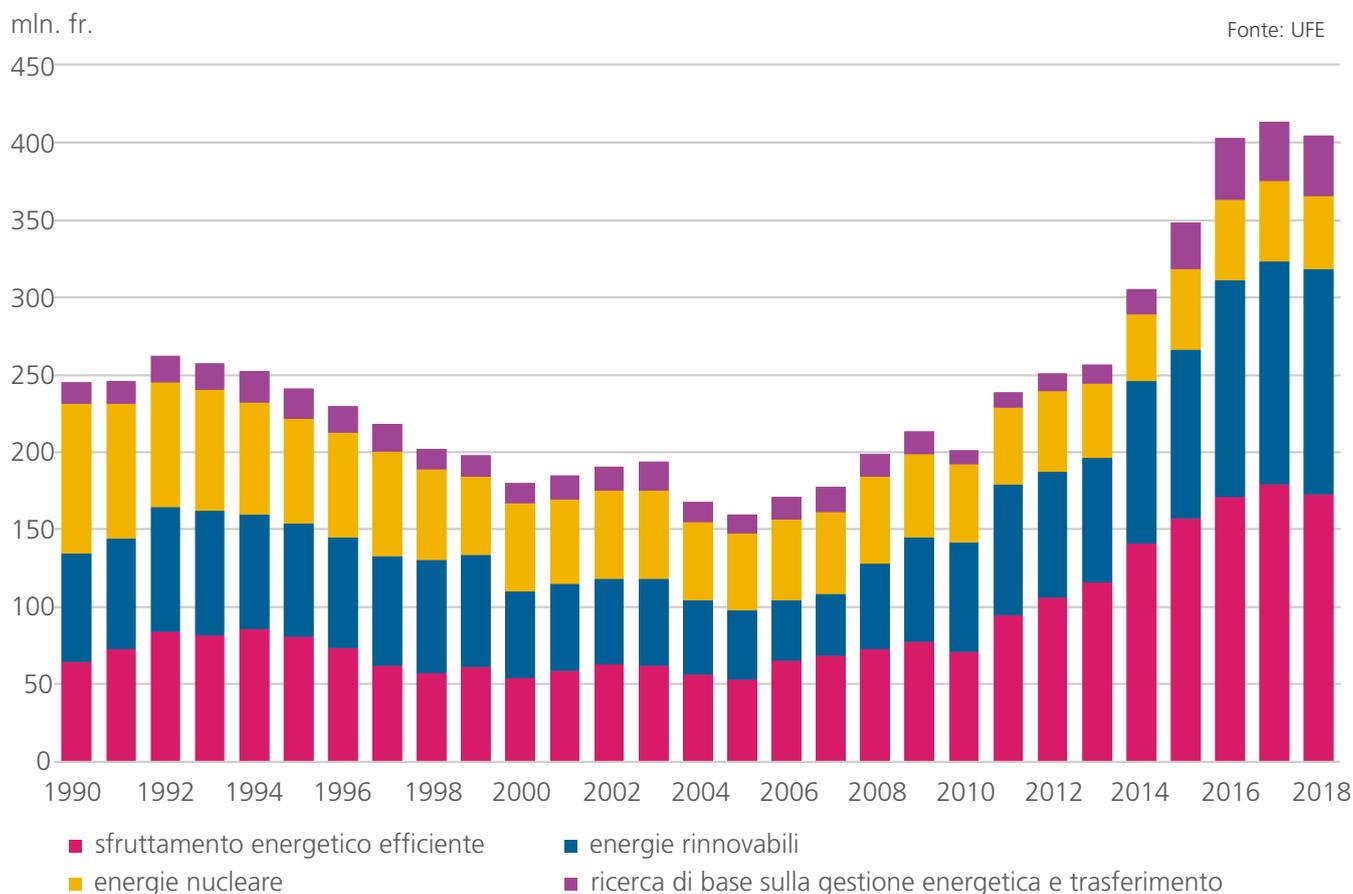


Figura 16: Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mln di franchi, reali)¹⁸

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», benché nel 2018 si sia osservata una certa stabilizzazione. 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 2018 gli investimenti pubblici

ammontavano a 404 mln. di franchi reali (2017: quasi 414 mln di franchi). Conformemente ai capisaldi della Strategia energetica 2050, la maggior parte dei fondi è destinata agli ambiti di ricerca *impiego efficiente dell'energia* (quota 2018: 42,7%) ed *energie rinnovabili* (quota 2018: 35,9%). Le spese assolute per l'ambito di ricerca *energia nucleare* (*divisione atomica/fissione e fusione nucleare*) sono stabili dal 2004, tuttavia la loro quota rispetto alle spese totali è diminuita e nel 2018 era ancora pari all'11,7 per cento. Nello stesso anno la quota per l'ambito di *ricerca di base sulla gestione energetica e trasferimento* era pari al 9,7 per cento (fonte: UFE 2020c).

¹⁸ Le spese comprendono anche una quota di overhead (costi della ricerca indiretti) degli istituti di ricerca.

➤ Indicatori approfonditi relativi a
RICERCA + TECNOLOGIA (Cfr. la versione
dettagliata del rapporto di monitoraggio)



► **CONTESTO INTERNAZIONALE**

Il contesto internazionale ha un ruolo importante per la Svizzera, da una parte perché è strettamente collegata ai mercati energetici internazionali e, dall'altra, perché dipende fortemente dalle importazioni di energia. Sul piano regolamentare sono importanti soprattutto gli sviluppi che interessano l'Europa. Inoltre giocano un ruolo importante gli sforzi compiuti a livello internazionale a favore della protezione del clima. Dal momento che non esistono indicatori che permettano di misurare i cambiamenti del contesto internazionale, il monitoraggio annuo si incentra su una descrizione complessiva dei principali sviluppi.

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

Nel 2020 la pandemia di COVID-19 ha interessato anche i mercati globali dell'energia; le prospettive di crescita per le fonti energetiche fossili sono state infatti corrette al ribasso. Per il carbone e il gas i dati forniti qui di seguito si basano essenzialmente sui rapporti dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) e dell'UE della primavera 2020, mentre per il petrolio sono stati considerati i rapporti AIE di agosto 2020.

Petrolio: nelle sue previsioni di medio termine l'AIE stima che la domanda globale di petrolio aumenterà ancora in media ogni anno un po' meno di 1 mln. di barili al giorno e che nel 2025 raggiungerà circa 105,7 mln. di barili al giorno; la domanda è così inferiore di circa 2 mln. di barili al giorno rispetto al valore stimato nel 2019 prima della pandemia di COVID-19. Per l'intero 2020 la AIE stima un calo della domanda di circa l'8 per cento, ovvero di 8 mld. di barili al giorno, rispetto all'anno precedente e che nel 2021 sarà ancora inferiore del 3 per cento rispetto al livello del 2019. Nel 2019 l'offerta globale di petrolio è salita solo leggermente rispetto all'anno precedente, raggiungendo 100,5 mln. di barili al giorno. La domanda è aumentata di 0,7 mln. di barili, attestandosi così a 100 mln. di barili al giorno. Ad aprile 2020 l'OPEC+ (OPEC e altri Paesi guidati dalla Russia) ha deciso di ridurre la produzione di 9,7 mln. di barili al giorno per contrastare il crollo del prezzo. L'OPEC+ rappresenta quasi la metà della produzione mondiale di petrolio. Mentre nel 2019 il prezzo del petrolio si era attestato a circa 60-75 dollari al barile, nella primavera del 2020, a causa della pandemia di COVID-19, ha raggiunto il minimo storico; negli USA si sono registrati per un breve periodo addirittura prezzi negativi. Da giugno 2020, tuttavia, il prezzo si è di nuovo ripreso, raggiungendo un valore leggermente superiore ai 40 dollari a barile (fonti: OECD/IEA, 2020b+c).

Gas naturale: mentre nelle sue previsioni di medio termine, precedenti la crisi causata dal COVID-19, l'AIE aveva stimato una crescita annua della domanda di gas naturale fino al 2024 pari all'1,8 per cento, a giugno 2020 la previsione è stata corretta al ribasso, scendendo all'1,5 per cento; pertanto la domanda globale di gas naturale raggiungerà nel 2025 circa 4370 mld. di metri cubi. Per il 2020 l'AIE prevede un calo a livello globale della domanda di gas naturale pari al 4 per cento (passando a buoni 3800 mld. di metri cubi) e del 7 per cento per l'Europa. Nel 2019 la produzione globale di gas naturale è cresciuta del 3,3 per cento rispetto all'anno precedente, raggiungendo così un nuovo livello record di 4088 mld. di metri cubi; la domanda è cresciuta dell'1,5 per cento per cento, raggiungendo 3986 mld. di metri cubi. Già nel 2019 i prezzi del gas erano calati in tutte le principali regioni del consumo, attestandosi a 2 dollari abbondanti per milione di British Thermal Unit (mmbtu) sul mercato statunitense (Henry Hub) e a 4 dollari abbondanti per mmbtu sul mercato europeo (TTF spot). A causa della crisi provocata dal COVID19, a maggio 2020 i prezzi sono calati rispetto a gennaio 2020 del 22 (Henry hub), del 71 (TTF Europa) e del 62% (LNG Asia). A ottobre il prezzo del gas naturale in Europa era nuovamente salito, raggiungendo il livello di febbraio 2020 (fonti: OECD/IEA, 2020d+e/EU, 2020/Argus Gas Connections¹⁹).

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

Carbone: nelle sue previsioni di medio termine l'AIE prevede fino al 2024 una stagnazione della domanda globale annua di carbone a 5645 mln. di tonnellate. Dopo il 2018 (+3,3%) la produzione globale di carbone è aumentata nel 2019 solo dell'1,5 per cento. Nel 2019 il consumo globale di carbone è calato dell'1,2 per cento, a causa soprattutto della diminuzione del 12 per cento nei Paesi OCSE (prima fra tutti l'UE). Per effetto della situazione del mercato asiatico e delle misure adottate dalla Cina per limitare la produzione nazionale di carbone, i prezzi di questa materia prima hanno subito un netto aumento nel 2016. Fino a luglio 2018 il prezzo spot CIF ARA aveva raggiunto l'importo di 100 dollari a tonnellata, il valore più alto dal 2012, per poi scendere a circa 50 dollari a tonnellata a metà del 2019, e da allora mantiene questo livello (fonti: OCSE/IEA, 2019+2020f/Argus Gas Connections).

CO₂ nel Sistema Europeo di Scambio di Quote di Emissione: durante il lockdown il prezzo dei diritti di emissione di CO₂ ha subito oscillazioni volatili, perché l'incertezza riguardo agli effetti della pandemia di COVID-19 sull'economia aveva portato a una diminuzione della liquidità. Fino a maggio 2020, tuttavia, il prezzo dei diritti di emissione di CO₂ ha permesso comunque di compensare quasi tutte le perdite registrate durante la fase più acuta della pandemia. Nel primo trimestre 2020 il prezzo spot medio del CO₂ è sceso dell'8 per cento rispetto al

quarto trimestre del 2019, attestandosi a 23 euro a tonnellata di CO₂. In aprile e maggio 2020 il prezzo spot medio del CO₂ ammontava a 20 euro a tonnellata di CO₂. A giugno 2020 è salito a 23,5 euro a tonnellata di CO₂, tornando ai livelli pre-crisi. In particolare, l'annuncio della Commissione UE di voler ridurre le emissioni di CO₂ entro il 2030 non solo del 40 per cento bensì fino al 55 per cento ha portato il prezzo addirittura a 30 euro a tonnellata di CO₂ nell'estate 2020. Anche il prezzo dei futures per il mese di dicembre 2021 ammontava a 30 euro nell'agosto 2020 (fonti: EU, 2020/EEX)²⁰.

Energia elettrica: la produzione globale di energia elettrica è cresciuta tra il 1974 e il 2018 da 6298 TWh a 26'730 TWh, il che corrisponde secondo l'AIE a un incremento medio annuo pari al 3,3 per cento. Nel 2018 la produzione ha superato del 3,9 per cento quella dell'anno precedente. Nel primo trimestre del 2020 l'European Power Benchmark (indice del prezzo medio all'ingrosso dell'elettricità sul mercato europeo) è sceso a 30 euro/MWh, ossia il 28 per cento in meno rispetto al corrispondente trimestre dell'anno precedente e al minimo valore storico come nel febbraio 2016. Anche il prezzo del carico di base per la Svizzera (Swissix) ha seguito lo stesso andamento (fonti: OCSE/AIE, 2020g/EU, 2020).

¹⁹ www.argusmedia.com

²⁰ www.eex.com

SVILUPPI NELL'UE: IL «GREEN DEAL EUROPEO»

L'obiettivo dell'UE di essere il primo continente al mondo a raggiungere entro il 2050 la neutralità climatica rappresenta il fulcro del «**Green Deal europeo**», presentato dalla presidente della Commissione, Ursula von der Leyen, l'11 dicembre 2019. La Commissione aveva illustrato per la prima volta la propria visione di un'Europa a impatto climatico zero entro il 2050 già nel novembre 2018. Questa visione è compatibile con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di bloccare il riscaldamento climatico nettamente al di sotto dei 2 gradi e di proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5 gradi. Il «Green Deal europeo» è una strategia generale, che interessa tutti i settori economici (trasporti, energia, agricoltura, edifici nonché industria chimica, dell'acciaio, del cemento, delle TIC e tessile). Per quanto concerne la politica energetica e climatica, sono di centrale importanza soprattutto i seguenti aspetti (fonte: COM(2019) 640 final):

- **Protezione del clima:** entro il 2030 le emissioni di gas a effetto serra dovranno scendere al 55 per cento rispetto alle quantità emesse nel 1990, il che corrisponde a un obiettivo più severo rispetto a quello valido finora (meno 40%). Come già detto in apertura, entro il 2050 il bilancio netto delle emissioni di gas a effetto serra dovrà essere pari a zero. Per il caso in cui al di fuori dell'UE dovessero valere obiettivi differenti mentre l'UE inasprisce i propri, la Commissione prevede per alcuni settori un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere, al fine di ridurre il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio. È prevista, inoltre, una revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia, che tenga conto in particolare delle questioni ambientali. Viene, infine, avviata una nuova strategia per l'adeguamento ai cambiamenti climatici.
- **Approvvigionamento energetico:** la Commissione sottolinea l'importanza di una ulteriore decarbonizzazione del sistema energetico per il raggiungimento degli obiettivi climatici fissati per il 2030 e il 2050. Al centro vi sono una rafforzata efficienza energetica nonché il potenziamento e l'integrazione delle energie rinnovabili, completati dal rapido abbandono del carbone e dalla decarbonizzazione del gas. Contemporaneamente, per i consumatori e gli imprenditori dell'UE l'approvvigionamento energetico deve continuare ad essere garantito e a prezzi accessibili; pertanto la Commissione vuole assicurare un mercato europeo dell'energia completamente integrato, interconnesso e digitalizzato, nel rispetto della neutralità tecnologica. Relativamente alle infrastrutture la Commissione sottolinea che il relativo quadro giuridico dovrà essere riesaminato per verificarne la compatibilità con l'obiettivo della neutralità climatica; tale quadro giuridico dovrà incentivare l'introduzione di tecnologie e infrastrutture innovative (reti intelligenti, reti a idrogeno o cattura, stoccaggio e utilizzo del carbonio) e lo stoccaggio dell'energia nonché permettere l'integrazione settoriale.
- **Mobilità:** I trasporti assumono un ruolo centrale per la neutralità climatica del futuro. Per raggiungere tale obiettivo, entro il 2050 le emissioni di gas serra prodotte dal traffico dovranno essere ridotte, secondo i dati della Commissione, del 90 per cento. Tutte le forme di trasporto (strada, rotaia, aviazione e navigazione) dovranno dare il proprio contributo. Si dovrà dare maggiore impulso al traffico multimodale per rendere più efficiente il sistema dei trasporti. Il trasferimento del trasporto merci dalla strada alla ferrovia è fondamentale ai fini della riduzione delle emissioni. I mezzi di trasporto dovranno divenire più ecologici soprattutto nelle città. La Commissione attribuisce un ruolo sempre più importante all'automazione e all'interconnessione della mobilità. Occorre, inoltre, promuovere carburanti alternativi più sostenibili.

SVILUPPI NELL'UE: IL «GREEN DEAL EUROPEO»

- Edifici: secondo i dati della Commissione gli edifici sono attualmente responsabili del 40 per cento del consumo di energia e la quota annua delle ristrutturazioni negli Stati membri va dallo 0,4 all'1,2 per cento. Le ristrutturazioni sono quindi fondamentali per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica e di protezione del clima. Un'ondata di ristrutturazioni di edifici privati e pubblici dovrà far crescere la quota dei risanamenti. Si sta inoltre valutando la possibilità di includere le emissioni degli edifici nel sistema europeo di scambio di quote di emissione.

Per il finanziamento del «Green Deal» la Commissione ha presentato all'inizio del 2020 un **piano di investimenti volto a mobilitare entro il 2030 1000 miliardi di euro a favore della sostenibilità**. Si prevede, infatti, di impiegare una maggiore quota delle spese UE destinate a misure climatiche e ambientali per muovere fondi privati. La Banca europea per gli investimenti, che già nel novembre 2019 aveva annunciato che non avrebbe più finanziato progetti per le energie fossili a partire dal 2022, giocherà a questo riguardo un ruolo chiave. Inoltre, **il 37,5 per cento dei capitali del pacchetto per la ripresa dalla COVID-19 «Next Generation EU»** verrà impiegato direttamente per gli obiettivi del «Green Deal», come dichiarato dalla presidente della Commissione europea, Ursula von der Leyen, nel suo discorso sulla situazione dell'Unione tenuto durante la seduta plenaria del Parlamento europeo del 16 settembre 2020 a Bruxelles. In una seduta straordinaria di luglio 2020 il Consiglio europeo aveva raggiunto un accordo per l'istituzione dello strumento «Next Generation EU»; a tale scopo la Commissione raccoglierà fino a 750 mrd di euro sui mercati finanziari (fonti: COM(2020) 21 final/COM, 2020/Consiglio europeo, 2020).

Il 12 dicembre 2019 il **Consiglio europeo** ha approvato l'obiettivo di rendere l'Unione europea climaticamente neutrale entro il 2050. Nelle conclusioni finali si riporta che in tale data un Paese (Polonia) non ha potuto aderire all'obiettivo (fonte: Consiglio europeo, 2019).

Per rendere giuridicamente vincolante l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050, la Commissione ha presentato a inizio di marzo 2020 la legge europea sul clima, che prevede l'azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050. La Commissione propone l'adozione di una traiettoria a livello di UE per il periodo 2030–2050 che punti a ridurre le emissioni di gas a effetto serra. Contemporaneamente la legge intende rafforzare gli sforzi per l'adeguamento ai cambiamenti climatici. A metà settembre, inoltre, la Commissione aveva presentato una modifica alla legge sul clima proposta, secondo cui l'obiettivo di riduzione delle emissioni di almeno il 55 per cento entro il 2030 diventasse un obiettivo intermedio verso l'auspicata neutralità climatica nel 2050 (fonti: COM(2020) 80 final/COM(2020) 562 final).

Il «Green Deal» **ha rilevanza anche per la Svizzera**. Esso definisce 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. Tuttavia questa può essere una buona occasione per la Svizzera per intensificare lo scambio con l'UE in merito a singoli temi. Allo stesso tempo occorre osservare attentamente i futuri sviluppi specifici e individuare per tempo eventuali sfide per la Svizzera.

POLITICA CLIMATICA INTERNAZIONALE

Durante la 25esima conferenza sul clima delle Nazioni Unite (COP25), tenutasi a metà dicembre 2019 a Madrid, non è stato possibile adottare, per l'ulteriore attuazione dell'**Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici**, alcuna regola per i meccanismi di mercato volta a evitare il doppio computo delle riduzioni di emissioni realizzate all'estero. La Svizzera si rammarica della decisione e vuole ora impegnarsi, insieme a diversi Paesi partner, affinché siano adottate ambiziose regole di mercato comuni. Sta inoltre già valutando insieme a diversi Stati la possibilità di una collaborazione bilaterale. Nel 2020 il Consiglio federale ha infatti approvato degli accordi con il Perù e il Ghana. La COP26, inizialmente prevista per la fine del 2020 a Glasgow, è stata rinviata di un anno, ossia a novembre 2021 a causa della pandemia di COVID-19. 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 Celsius. 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. Nel frattempo tutti i 197 Stati firmatari della Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) hanno aderito all'Accordo e 189 di essi nonché l'UE lo hanno ratificato. Il 1° giugno 2017 il Presidente degli Stati Uniti Donald Trump ha annunciato che gli USA vogliono uscire dall'Accordo di Parigi, diventando così l'unico Stato firmatario a non prendervi parte. Considerati i termini di disdetta previsti, tuttavia, l'uscita formale sarà possibile solo a novembre 2020. Fino ad allora gli USA rimangono de jure uno Stato firmatario.

La Svizzera ha ratificato l'Accordo il 6 ottobre 2017, dopo l'approvazione dell'Assemblea federale del 16 giugno 2017. Con l'approvazione dell'Accordo l'Assemblea federale ha accettato anche l'obiettivo di riduzione globale delle emissioni di gas serra del 50 per cento rispetto al 1990 entro il 2030, ponendo però come condizione che la ripartizione tra quota nazionale e quota estera verrà

stabilita solo contestualmente all'attuazione a livello nazionale (secondo la revisione totale della legge sul CO₂ almeno il 75 per cento delle riduzioni richieste dovrà essere realizzato sul territorio nazionale). Ratificando l'Accordo 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 sui contributi per il finanziamento internazionale per il clima. Con la revisione totale della legge sul CO₂ il Parlamento ha convertito l'Accordo di Parigi in diritto nazionale. Fatta salva una possibile votazione referendaria, la legge entrerà in vigore all'inizio del 2022.

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 e le ha confrontate 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. Il Consiglio federale ha quindi incaricato l'UFAM di riesaminare gli obiettivi climatici a lungo termine e di elaborare possibili linee d'azione. Il 28 agosto 2019 il Consiglio federale ha inoltre 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. All'inizio di settembre 2019 il Consiglio federale aveva proposto nella consultazione sul controprogetto diretto all'iniziativa sui ghiacciai di introdurre nella Costituzione come vincolante l'obiettivo, finora solo indicativo, di un azzeramento delle emissioni nette di CO₂ (fonti: Consiglio federale, 2020c+d+2019a+2017/IPCC, 2018).

COLLABORAZIONE INTERNAZIONALE DELLA SVIZZERA IN AMBITO ENERGETICO

La Svizzera sta trattando con l'UE **per un accordo bilaterale nell'ambito dell'energia elettrica**. Si tratta essenzialmente di un accordo che garantisce l'accesso vicendevole al mercato dell'energia elettrica delle due parti contraenti. Contenuto e portata dell'accordo sono già stati definiti in ampia misura, mentre alcune questioni inerenti a diversi ambiti dello stesso sono ancora oggetto di trattative. I negoziati con l'UE 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. Con il Clean Energy Package (CEP), il quadro giuridico europeo nel settore dell'energia ha subito uno sviluppo significativo. Ciò richiederà probabilmente un adeguamento del mandato negoziale perché la precedente base negoziale, il terzo Pacchetto energia dell'UE è stato sostituito dal CEP.

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 mercato dell'elettricità, sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e flessibilità del mercato dell'elettricità nonché idrogeno. A metà giugno 2020 la presidente della Confederazione, Simonetta Sommaruga, ha firmato a Bruxelles una dichiarazione politica congiunta del Forum energetico pentalaterale che illustra il ruolo dell'idrogeno nel processo di decarbonizzazione del sistema energetico. A maggio i gestori delle reti di trasporto dei Paesi aderenti al Forum hanno pubblicato il loro terzo rapporto congiunto sulla sicurezza regionale dell'approvvigionamento elettrico; anche il gestore della rete di trasmissione svizzera, Swissgrid, ha preso parte alle analisi. La Svizzera continuerà a partecipare a questo Forum.

Le numerose interdipendenze con i Paesi confinanti in ambito energetico richiedono un approfondimento delle **relazioni bilaterali**. Nel 2020 i temi dell'energia e del clima sono stati discussi in occasione delle visite della presidente della Confederazione, Simonetta Sommaruga, in Austria, Ucraina e Germania. Nei colloqui tenutisi con la presidente della Commissione europea, Ursula von der Leyen, durante il WEF di Davos e con il primo ministro italiano, Giuseppe Conte, a Roma si è parlato della dimensione «verde» delle misure necessarie a stabilizzare l'economia dopo la pandemia di COVID-19.

Per quanto riguarda la **collaborazione multilaterale** la Svizzera è attiva nelle istituzioni energetiche multilaterali, tra cui l'Agenzia internazionale dell'energia. Con la Carta dell'Energia la Svizzera si è impegnata affinché dal 2020 prendano avvio trattative per la modernizzazione dell'accordo, in particolare per adeguarlo alle attuali esigenze in materia di decarbonizzazione e alla nuova prassi adottata negli accordi concernenti la protezione degli investimenti. A luglio e settembre 2020 si sono tenuti due cicli di queste trattative; le trattative proseguiranno nel 2021. 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. Infine la Svizzera opera presso l'Agenzia internazionale per l'energia atomica dell'ONU.

(Fonti: Consiglio federale, 2019b/DATEC, 2020)

➔ Approfondimenti relativi al tema **CONTESTO INTERNAZIONALE** (Cfr. la versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)

BIBLIOGRAFIA E FONTI

COM(2019) 640 final:	Comunicazione della Commissione sul Green Deal europeo.
COM(2020) 21 final:	Comunicazione della Commissione sul piano di investimenti per il Green Deal europeo.
COM(2020) 80 final:	Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 (Legge europea sul clima).
COM(2020) 562 final:	Comunicazione della Commissione su un obiettivo climatico 2030 più ambizioso.
COM (2020):	Discorso sullo stato dell'Unione pronunciato dalla Presidente von der Leyen nella sessione plenaria del Parlamento europeo Rede del 16 settembre a Bruxelles.
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 finali della seduta del 12 dicembre.
Consiglio europeo (2020):	Conclusioni finali della seduta straordinaria del 17–21 luglio.
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):	Messaggio concernente la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Modifica della legge sugli impianti elettrici e della legge sull'approvvigionamento elettrico), FF 2016 3393.
Consiglio federale (2017):	Messaggio concernente la revisione totale della legge sul CO ₂ dopo il 2020, FF 2017 197.
Consiglio federale (2018):	Progetto posto in consultazione per la revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico, FF 2018 5423.
Consiglio federale (2019a):	Comunicato stampa del 29 agosto 2019 sull'obiettivo climatico 2050 (emissioni nette pari a zero).
Consiglio federale (2019b):	Comunicato stampa del 7 giugno 2019 sul dossier europeo.
Consiglio federale (2019c):	Legge sull'approvvigionamento di gas – progetto in consultazione.
Consiglio federale (2020a):	Comunicato stampa del 11 novembre sulla «legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili».
Consiglio federale (2020b):	Procedura di consultazione concernente la revisione della legge sull'energia (Misure di promozione a partire dal 2023), FF 2020 2809.
Consiglio federale (2020c):	Procedura di consultazione concernente l'iniziativa popolare «Per un clima sano (Iniziativa per i ghiacciai)» e il controprogetto diretto (decreto federale sulla politica climatica), FF 2020 6156.
Consiglio federale (2020d):	Comunicati stampa del 14 ottobre 2020 e del 18 novembre sugli accordi tra la Svizzera e il Perù rispettivamente il Ghana nel settore della protezione del clima.

BIBLIOGRAFIA E FONTI

DATEC (2020):	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni, diversi comunicati stampa.
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, Aktualisierung bis 2015, i.A. des BAFU (italiano non disponibile).
Ecoplan/EPFL/FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, i.A. des BAFU (italiano non disponibile).
ElCom (2020a):	Commissione federale dell'energia elettrica, Rapporto di attività 2019.
ElCom (2020b):	Commissione federale dell'energia elettrica, Elcom System Adequacy 2030.
EU (2020):	European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observation for Energy.
GRD (2020):	Rilevamento presso i gestori delle reti di distribuzione dei dati relativi al consumo proprio e ai componenti di rete intelligenti, su incarico dell'UFE.
IPCC (2018):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.
OECD/IEA (2019):	International Energy Agency, Coal 2019: Analysis and Forecasts to 2024.
OECD/IEA (2020a):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2019.
OECD/IEA (2020b):	International Energy Agency, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2025.
OECD/IEA (2020c):	International Energy Agency, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2019.
OECD/IEA (2020d):	International Energy Agency, Gas 2019: Analysis and Forecast to 2025.
OECD/IEA (2020e):	International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2020.
OECD/IEA (2020f):	International Energy Agency, Natural Coal Information: Overview 2020.
OECD/IEA (2020g):	International Energy Agency, Electricity Information: Overview 2020.
PENTA (2020):	Pentalateral Energy Forum, Generation Adequacy Assessment.
Prognos/TEP/Infras (2020a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2019 nach Bestimmungsfaktoren, i.A. des BFE (italiano non disponibile).
Prognos/TEP/Infras (2020b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Verwendungszwecken, i.A. des BFE (italiano non disponibile).
Swissgrid (2015):	Rete strategica 2025.
UFAC (2020):	Dati preventivi sul traffico aereo internazionale 2019 nell'ambito dell'inventario dei gas serra.
UFAM (2018):	Ufficio federale dell'ambiente, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
UFAM (2020):	Ufficio federale dell'ambiente, Inventario dei gas serra 2018 (italiano non disponibile).

BIBLIOGRAFIA E FONTI

- UFE (2019): Ufficio federale dell'energia, Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050 (studio sul potenziale idroelettrico della Svizzera 2019 – italiano non disponibile).
- UFE (2020a): Ufficio federale dell'energia, Statistica globale svizzera dell'energia 2018 (italiano non disponibile).
- UFE (2020b): Statistica degli impianti idroelettrici della Svizzera (WASTA) 2018.
- UFE (2020c): Ufficio federale dell'energia, Energieforschungsstatistik 2017 (italiano non disponibile).
- UFE/Swissgrid (2020): Informazioni sullo stato dei progetti di rete.
- Universität Basel/ETHZ (2017): Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, i. A. des BFE (italiano non disponibile).
- Universität Basel/ETHZ (2019): Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, i. A. des BFE.
- UST (2020): Ufficio federale di statistica, Statistica della popolazione e delle economie domestiche (STATPOP) 2019.
- UST/UFAM/ARE (2020): Sistema di indicatori del monitoraggio dello sviluppo sostenibile MONET.

INDICE DELLE FIGURE

- 8** **Figura 1:** Andamento del consumo di energia finale pro capite dal 2000 (indicizzato)
- 9** **Figura 2:** Andamento del consumo elettrico pro capite dal 2000 (indicizzato)
- 10** **Figura 3:** Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh)
- 11** **Figura 4:** Andamento della produzione idroelettrica media attesa (in GWh) dal 2000
- 15** **Figura 5:** Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.09.2020)
- 18** **Figura 6:** Durata cumulata delle diverse fasi di alcuni progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 15 settembre 2020 (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 convenzionali
- 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 %)
- 33** **Figura 11:** Spesa energetica del consumatore finale (in mln di franchi) e importanti fattori di influenza (indicizzati)
- 34** **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)
- 36** **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)
- 39** **Figura 14:** Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico (in t CO₂ pro capite)
- 40** **Figura 15:** Emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore (in mln t CO₂, escluso il traffico aereo internazionale)
- 42** **Figura 16:** Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mln di franchi, reali)

IMPRONTA

NOVEMBRE 2020

Editore — Ufficio federale dell'energia UFE

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

disegni: freepik.com, shutterstock.com

➤ www.monitoraggioenergia.ch