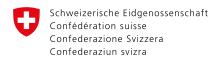


STRATEGIA ENERGETICA 2050 RAPPORTO DI MONITORAGGIO 2018

VERSIONE SINTETICA



INDICE



5 INTRODUZIONE

9 TEMA

CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA

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

> 15 TEMA SVILUPPO DELLE RETI

- 16 Stadio e durata dei progetti di rete
- 24 Interramento di linee elettriche

▶ 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

▶ 39 TEMA

EMISSIONI DI CO2

- 40 Emissioni di CO₂ dell'energia pro capite
- 41 Emissioni di CO₂ dell'energia totali e suddivise per settore

▶ 43 TEMA

RICERCA E TECNOLOGIA

44 Spese del settore pubblico per la ricerca energetica

▶ 46 TEMA

CONTESTO INTERNAZIONALE

- 47 Evoluzione dei mercati globali dell'energia
- 48 Sviluppi nell'UE: il «Clean Energy Package»
- 49 Politica climatica internazionale
- 50 Collaborazione internazionale della Svizzera in ambito energetico

51 BIBLIOGRAFIA DELLE OPERE E DELLE FONTI

53 INDICE DELLE FIGURE



INTRODUZIONE

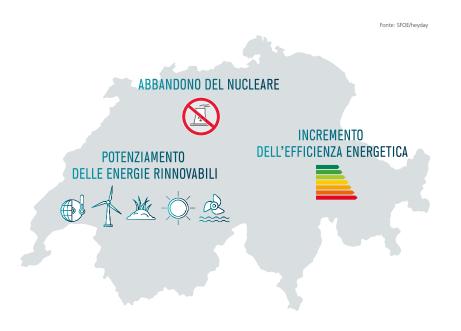
Con la Strategia energetica 2050 la politica energetica svizzera ha cambiato rotta. La Strategia energetica dovrebbe permettere l'abbandono graduale del nucleare e la progressiva trasformazione del sistema energetico svizzero entro il 2050. Ciò senza compromettere l'elevata sicurezza e i prezzi contenuti 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 dovranno 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, entrata in vigore a inizio del 2018. La nuova legge sull'energia (LEne) fissa valori indicativi per il consumo energetico ed elettrico come pure per la produzione elettrica da fonti rinnovabili e di energia idroelettrica. Essa contiene inoltre misure finanziarie volte a promuovere il potenziamento delle energie rinnovabili e a sostenere le centrali idroelettriche esistenti. Per queste misure il Parlamento ha fissato nella legge un periodo di validità delimitato. Nel messaggio concernente un sistema di incentivazione nel settore del clima e dell'energia (SICE), il Consiglio federale ha proposto, per il periodo successivo alla scadenza di tali misure di promozione, il passaggio dal sistema di promozione a quello di incentivazione (Consiglio federale, 2015). Il Parlamento non è però entrato nel merito del progetto. Per quanto riguarda la tutela del clima e la riduzione delle energie fossili, l'attenzione è ora rivolta alla prossima tappa della politica climatica svizzera, attualmente al centro del dibattito parlamentare (Consiglio federale, 2017). Con la consultazione concernente la revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico, il Consiglio federale ha inoltre proposto alcuni adeguamenti della struttura del mercato elettrico allo scopo di garantire a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento, aumentare l'efficienza economica e fare avanzare l'integrazione sul mercato delle energie rinnovabili (Consiglio federale, 2018c).

La ridefinizione del sistema energetico svizzero perseguita dalla Strategia energetica 2050 è un progetto a lungo termine. Considerato il lungo orizzonte temporale, l'Ufficio federale dell'energia (UFE), in collaborazione con la Segreteria di Stato dell'economia (SECO) e altri servizi federali, ha



creato 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 nuova 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 2018 (versione sintetica; dati riferiti principalmente fino al 2017) 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.





CONSUMO DI ENERGIA FINALE PRO CAPITE ANNUO

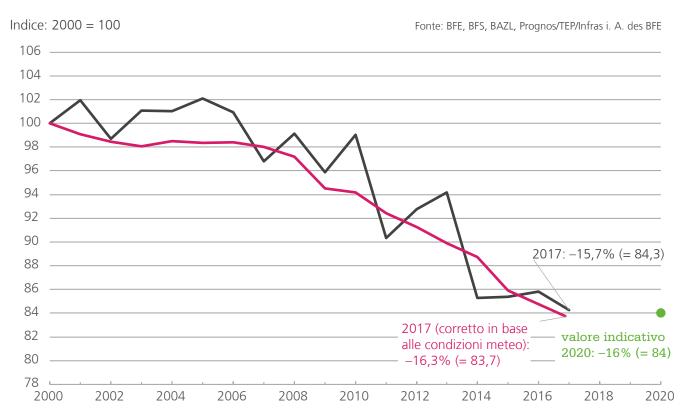


Figura 1: Andamento del consumo di energia finale¹ pro capite dal 2000 (indicizzato)

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 2017 il consumo energetico assoluto è stato inferiore dello 0,9 per cento rispetto a quello del 2000, mentre nello stesso intervallo di tempo la popolazione è cresciuta del 17,6 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 2017 il consumo energetico pro capite è stato pari a 90,7 gigajoule (0,025 GWh), ossia inferiore del 15,7 per cento rispetto al 2000. Se corretto sulla base dei fattori meteorologici, il calo è stato pari al 16,3 per cento, quindi inferiore al valore di riferimento per il 2020 (cfr. curva rossa). Il leggero calo del consumo di energia finale registrato nel 2017 rispetto all'anno precedente è da ricondurre tra l'altro alle temperature leggermente più miti registrate in tale anno, che hanno comportato un minore fabbisogno di calore per il riscaldamento. Nell'arco dell'intero periodo in esame 2000–2017, i fattori quantitativi

hanno determinanto un incrementato 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 2017 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 2017 si osserva una sostituzione della benzina con il diesel (fonti: UFE, 2018a/UST, 2018a/UFAC, 2018/Prognos/TEP/Infras, 2018a+b).

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

CONSUMO ELETTRICO PRO CAPITE ANNUO

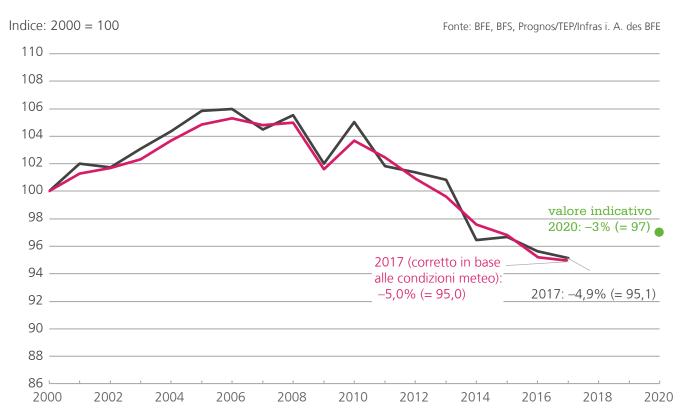


Figura 2: Andamento del consumo elettrico² pro capite dal 2000 (indicizzato)

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 2017 il consumo di energia elettrica è aumentato solo dell'1,2 per cento a fronte di una crescita della popolazione nello stesso arco di tempo pari al 12,0 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 2017 il consumo elettrico pro capite è stato pari a 24,5 (0,007 GWh) gigajoule, ossia inferiore del 4,9 per cento rispetto al 2000. Se corretto sulla base delle condizioni meteorologiche, il calo è stato pari al 5,0 per cento (cfr. curva rossa). Il consumo è pertanto al di sotto del valore di riferimento per il 2020. Nel 2017

il consumo assoluto di energia elettrica è aumentato leggermente rispetto all'anno precedente per effetto di fattori quantitativi (tra cui economia, popolazione, superfici di rendimento energetico), mentre l'impatto sui consumi dovuto al leggero aumento delle temperature è stato ridotto. L'aumento del consumo di energia elettrica registrato lungo l'intero periodo in esame 2000-2017 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, 2018a/UST, 2018a/Prognos/TEP/ Infras 2018a+b).

2 Senza considerare la differenza statistica e l'agricoltura

PRODUZIONE ELETTRICA DA ENERGIE RINNOVABILI (SENZA ENERGIA IDROELETTRICA)

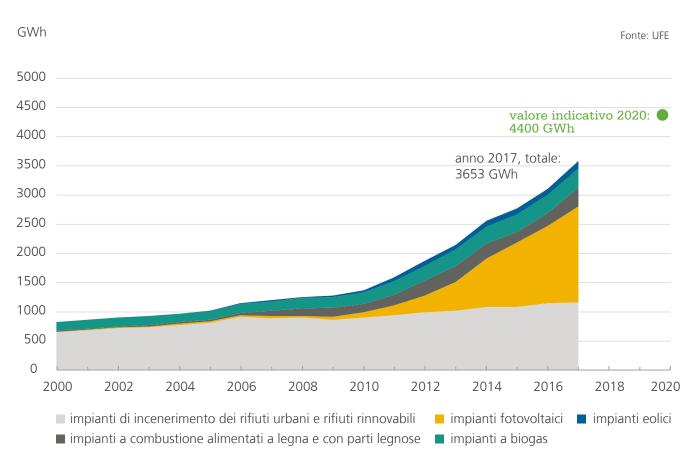


Figura 3: Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh)

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 2017 la produzione è stata pari a 3653 gigawattore (GWh), che corrisponde al 6,4 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 75,1 per cento. Nel 2017 l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato pari a 486 GWh, dopo essersi attestato dal 2011 a 322 GWh in media l'anno. Per poter raggiungere

nel 2020 il valore indicativo di 4400 GWh, sarà necessario nei prossimi anni un aumento netto medio annuo di 249 GWh. Il valore indicativo per il 2035 è di 11'400 GWh. Analizzando le diverse tecnologie si osserva che dal 2010 la produzione fotovoltaica ha fatto registrare un aumento particolarmente forte; anche la produzione elettrica da impianti di incenerimento di rifiuti urbani, da rifiuti rinnovabili e da impianti a combustione alimentati a legna o con parti legnose ha registrato un aumento. Un poco inferiore è stata la crescita della produzione di biogas e di energia eolica. Ad oggi non sono stati ancora realizzati impianti geotermici per la produzione di energia elettrica (fonte: UFE, 2018a).

PRODUZIONE IDROELETTRICA

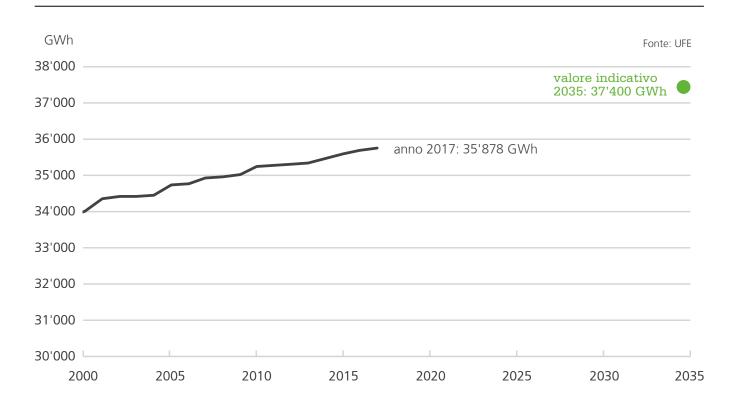


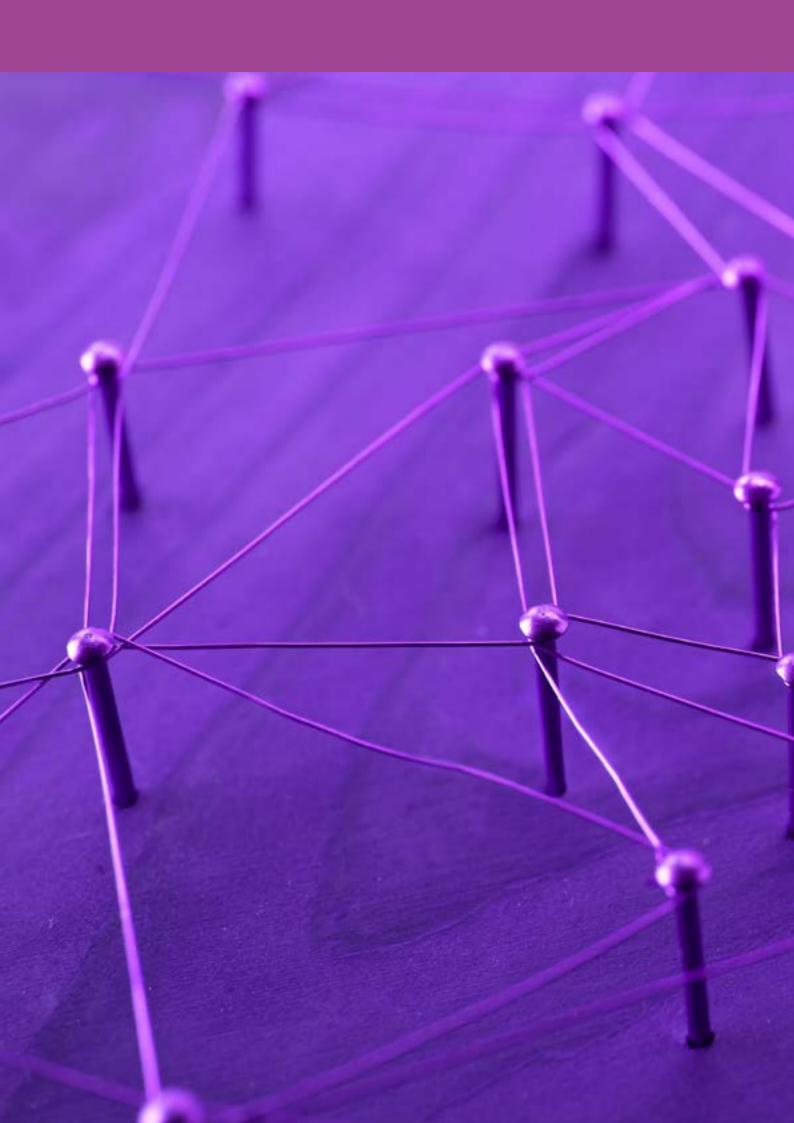
Figura 4: Andamento della produzione idroelettrica media attesa³ (in GWh) dal 2000

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 2017 (stato al 1° gennaio 2018) la produzione media attesa era di 35'878 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 è stato pertanto raggiunto il 25,6 per cento. Nel 2017 l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato pari a 55 GWh, dopo essere ammontato in media a 87 GWh

l'anno dal 2011. Per poter raggiungere il valore indicativo entro il 2035, nei prossimi anni sarà necessario un aumento netto medio annuo pari a 85 GWh (fonte: UFE, 2018b).

3 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)





(Consiglio federale, 2016). Tale progetto è stato approvato dal Parlamento nella sessione invernale del 2017 ed entrerà in vigore presumibilmente nel

secondo trimestre del 2019. In una prima fase il monitoraggio si concentra

sulle reti elettriche.

STADIO E DURATA DEI PROGETTI DI RETE

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 capisal-di 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 comincia con l'avvio del progetto e termina con la presentazione della domanda per l'accoglimento del progetto nel Piano settoriale Elettrodotti (PSE). Un progetto che non si trova ancora nella fase del progetto preliminare né in quella del progetto di costruzione, e quindi solo in una primissima fase della pianificazione, viene denominato nel monitoraggio idea di progetto.

Piano settoriale Elettrodotti (PSE): se un progetto di rete per la rete di trasmissione ha notevoli ripercussioni sul territorio e sull'ambiente, la procedura di approvazione dei piani deve essere preceduta da una procedura di piano settoriale (cfr. più avanti). Nel caso del settore delle linee elettriche il piano settoriale di riferimento è il PSE. La procedura PSE è di competenza dell'Ufficio

federale dell'energia (UFE), con il supporto dell'Ufficio federale dello sviluppo territoriale (ARE). Nell'ambito della procedura di piano settoriale viene stabilita dapprima un'area di pianificazione e successivamente un corridoio di pianificazione per il tracciato delle future linee elettriche. Insieme alla definizione del corridoio di pianificazione viene decisa anche la tecnologia di trasporto da utilizzare (linee aeree o 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 con la definizione del corridoio di pianificazione (cor-

Ad aprile 2015 la società nazionale di rete Swissgrid ha presentato una pianificazione strategica della rete elettrica svizzera⁴. 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 (esclusi i progetti avviati da terzi) come pure l'allacciamento Nant de Drance. L'attenzione è puntata sui seguenti progetti di rete riportati nella **figura 5**.

4 cfr. www.swissgrid.ch/netz2025

risponde quindi alla fine della fase PSE); per i progetti senza PSE l'inizio del progetto di costruzione corrisponde a quanto definito nella norma SIA corrispondente.

Procedura di approvazione dei piani (PAP): Swissgrid invia il progetto di costruzione (progetto destinato al deposito pubblico) e la domanda di approvazione dei piani all'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte (ESTI). In questo modo viene avviata la procedura di approvazione dei piani. 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 PRO- GETTO ⁵	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁶
1. Chamoson–Chippis	 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	2021
2. Bickigen–Chippis (linea della Gemmi)	 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	2021
3. Pradella-La Punt	 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	2021
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel 4.2. Mörel–Ulrichen (linea della Valle del Goms) 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	 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. progetto di costruzione 4.2. TAF (Mörel-Ernen)/ realizzazione (Ernen-Ulrichen) 4.3. procedura di approva- zione dei piani UFE (Agarn- Stalden)/progetto di costru- zione (Chippis-Agarn) 4.4. progetto di costruzione	2024
5. Beznau-Mettlen5.1. Beznau-Birr5.2. Birr-Niederwil5.3. Niederwil-Obfelden5.4. Obfelden-Mettlen	 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. realizzazione5.2. progetto preliminare5.3. PSE5.4. progetto preliminare	2025

PROGETTO DI RETE	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁵	ENTRATA IN ESERCIZIO PRE- VISTA ⁶
6. Bassecourt- Mühleberg	 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. 	procedura di approvazione dei pia- ni UFE	2025 Da fine 2019 sarà tecnicamente possibile, in caso di bisogno, il passaggio provvisorio a 380 kV, conformemente all'autorizzazione originaria della linea
7. Magadino	 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'approvvigiona- mento in Ticino 	idea di progetto	2024
8. Génissiat– Foretaille	 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-Innert- kirchen 9.2. Innertkirchen- Ulrichen (linea del Grimsel)	 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. 	progetto preliminare	2030
allacciamento Nant de Drance NdD_1 Le Verney/ Rosel-Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz-Châtelard NdD_3 Châtelard- Nant de Drance	 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 realizzazio- ne/parzialmente in esercizio	2017–2019

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 17.10.2018)

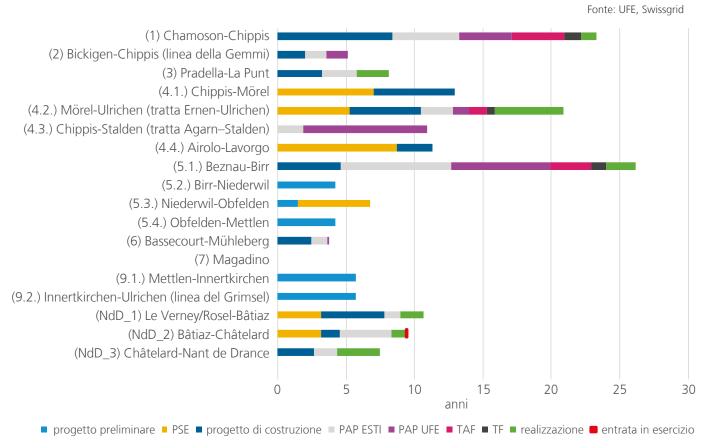


Figura 6: Durata accumulata delle diverse fasi di alcuni progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 17 ottobre 2018 (in anni)⁷

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 ancora 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 sarà pienamente in vigore probabilmente solo a metà 2019. Le nuove disposizioni puntano all'ottimizzazione e allo snellimento delle procedure di approvazione.

7 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 17 OTTOBRE 2018)

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. Da allora Swissgrid sta preparando la realizzazione della nuova linea aerea. I lavori di costruzione effettivi sono iniziati nel 2018. La popolazione continua a opporsi fortemente al progetto. Due ex ricorrenti hanno presentato ciascuno una domanda di revisione e una domanda di effetto sospensivo al Tribunale federale; quest'ultimo a ottobre 2018 ha respinto entrambe le domande di effetto sospensivo. La decisione in merito alla domanda di revisione non è ancora stata presa. L'entrata in esercizio della linea è prevista per il 2021.

2. Bickigen-Chippis

Per l'innalzamento della tensione e l'ammodernamento dell'attuale linea esistente tra Bickigen e Chippis si è potuta evitare una procedura PSE in quanto il progetto presenta un basso impatto territoriale. Conclusosi il progetto di costruzione, durato circa due anni, a metà del 2015 l'ESTI ha avviato la procedura di approvazione dei piani e dopo quasi due anni ha trasmesso il dossier all'UFE, dove la procedura di approvazione dei piani è attualmente in corso. La messa in servizio è prevista per il 2021.

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 nel 2021.

4. Chippis-Lavorgo

Il progetto di rete Chippis-Lavorgo comprende diversi sottoprogetti. Il sottoprogetto per la nuova linea *Chippis-Mörel* (4.1.) ha superato una procedura PSE durata circa sette anni e da circa cinque anni è in corso il progetto di costruzione. La fase di pianificazione e la fase di approvazione per il sottoprogetto della nuova linea *Mörel-Ulrichen* (4.2.) sono durate diversi anni; i lavori di costruzione tra Ernen e Ulrichen sono in corso secondo i piani; 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, i quali sono ancora pendenti. Per la posa di un conduttore supplementare sulla linea *Chippis-Stalden* (4.3.) 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. È attualmente in elaborazione il progetto di

costruzione. Il sottoprogetto per la realizzazione della nuova linea *Airolo-Lavorgo (4.4.)* ha superato una procedura PSE di quasi nove anni e da circa due anni è in corso la fase del progetto di costruzione. L'entrata in esercizio dell'intero progetto di rete Chippis-Lavorgo è tuttora prevista per il 2024.

5. Beznau-Mettlen

Il progetto di rete Beznau-Mettlen comprende diversi sottoprogetti. La linea *Beznau-Birr (5.1.)*, 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. La tratta *Birr-Niederwil (5.2.)* si trova attualmente nella fase di progetto preliminare. Lo stesso vale per la tratta *Obfelden-Mettlen (5.4.)*. Il progetto per l'innalzamento della tensione lungo la tratta *Niederwil-Obfelden (5.3.)* 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. L'entrata in esercizio dell'intero progetto di rete Beznau-Mettlen è prevista per il 2025.

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. La messa in servizio è prevista per il 2025, a condizione che l'avanzamento della procedura in corso lo consenta. Entro il 2019 dovranno essere create le condizioni tecniche necessarie per un possibile esercizio a 380 kV nelle sottostazioni di Bassecourt (aumento del campo a 380 kV) e di Mühleberg (nuovo trasformatore di accoppiamento 380-220 kV).

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 2024.

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 france-se 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

Il progetto, che comprende le tratte parziali *Mettlen-Innertkirchen* (9.1.) e *Innertkirchen-Ulrichen* (9.2., *linea del Grimsel*), si trova da diversi anni nella fase di progetto preliminare in preparazione della procedura PSE. L'entrata in esercizio fissata nella Rete strategica 2025 è per il 2025, ma secondo la pianificazione attuale è stata posticipata al 2030.

Allacciamento Nant de Drance

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); nel 2016 è stata avviata la loro realizzazione e nel 2017 è stata terminata ed è entrata in esercizio la linea aerea *Châtelard-La Bâtiaz*. A luglio 2015, dopo un progetto di costruzione e una procedura di approvazione dei piani relativamente rapidi (rispettivamente due anni e mezzo e quasi due anni), è iniziata anche la realizzazione del terzo progetto parziale; non è stata necessaria una procedura PSE. L'entrata in esercizio e l'allacciamento totale della centrale di Nant de Drance sono previsti, in modo graduale, a partire dal 2018.

(fonti: UFE/Swissgrid, 2018, Swissgrid 2015)

INTERRAMENTO DI LINEE ELETTRICHE

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 obiettivi⁸. 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. Secondo la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche), presumibilmente in vigore dal secondo trimestre del 2019, 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 (cfr. curva viola a pagina 25 con scala differente). Qui la tendenza al cablaggio è ancora lieve. Inoltre tra il 2014 e il 2015 si osserva una tendenza negativa, le cui cause non sono ancora chiare. I tre livelli della rete di distribuzione presentano complessivamente circa 196'639 chilometri di linee elettriche (incluse le utenze domestiche), di cui quasi l'86 per cento è cablato. Ad oggi la rete di trasmissione (livello di rete 1), lunga circa 6629 chilometri, non presenta invece praticamente linee elettriche interrate (fonte: ElCom, 2018a).

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

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

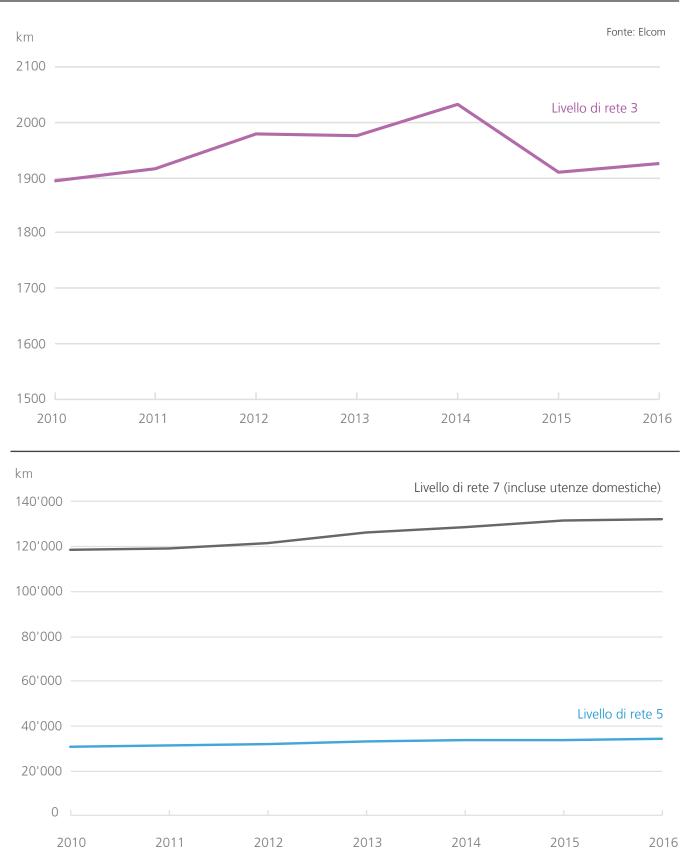


Figura 7: Volume delle linee elettriche interrate della rete di distribuzione (in km)





DIVERSIFICAZIONE DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO

La **figura 8** mostra che nel 2017 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. Dal 2000 la composizione del mix energetico è rimasta relativamente stabile. Sono tuttavia da notare alcuni cambiamenti: la quota dei prodotti petroliferi, ad esempio, è scesa tra il 2000 e il 2017 di quasi il 10 per cento a causa della riduzione dei combustibili petroliferi, mentre sono aumentate le quote di gas (+3%), elettricità (+2,5%), legna e carbone di legna (+1,3%) come pure delle altre energie rinnovabili (+2,4%) e del teleriscaldamento (+0,8%). Questo andamento rivela una tendenza a una maggiore diversificazione dei vettori energetici e una dipendenza leggermente inferiore dalle energie fossili; entrambi i fattori contribuiscono a una buona sicurezza dell'approvvigionamento energetico della Svizzera (fonte: UFE, 2018a).

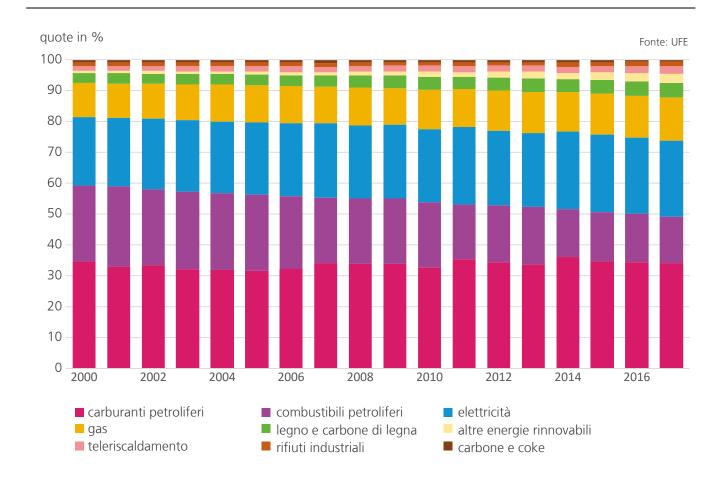


Figura 8: Diversificazione dell'approvvigionamento energetico: consumo energetico finale suddiviso secondo il vettore energetico (quote percentuali)

DIPENDENZA DALL'ESTERO

La **figura 9** 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 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 nera 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 2017 essa era pari al 75,3 per cento (2016: 75,8%). 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, 2018a/UST/UFAM/ARE, 2018).



Figura 9: 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. Per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico è dunque indispensabile una stretta collaborazione internazionale. 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». Si tratta di un nuovo metodo per la modellizzazione dell'approvvigionamento elettrico, che considera l'orientamento strategico negli ambiti della produzione, del consumo e dell'infrastruttura di rete necessaria. Un'analisi pubblicata a fine 2017 dal Politecnico federale di Zurigo e dall'Università di Basilea, su incarico dell'UFE, ha indagato la situazione futura dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera sulla base di diversi scenari relativi a condizioni meteorologiche, al parco delle centrali elettriche, alla domanda e all'infrastruttura della rete elettrica. Dai risultati emerge che fino al 2035 l'approvvigionamento elettrico della Svizzera è assicurato, a condizione che il Paese rimanga integrato nel mercato elettrico europeo. I risultati mostrano anche l'importanza di un ampliamento tempestivo della rete di trasmissione. Per la valutazione dei rischi a breve e medio termine la ElCom ha realizzato, parallelamente agli scenari esaminati dall'UFE, alcuni calcoli sulla System Adequacy per il 2025 senza tener conto di un accordo per l'elettricità con l'UE. Secondo il rapporto pubblicato a fine maggio 2018, qualora un probabile scenario emerso si verificasse l'approvvigionamento elettrico in Svizzera per il 2025 sarebbe garantito, e ciò anche considerando singoli stressor. Decisamente più tesa, secondo i calcoli, la situazione in scenari di stress, ad esempio se l'importazione di elettricità ai confini fosse limitata, la disponibilità del parco delle centrali elettriche francese fosse ridotta e se in aggiunta a ciò le due maggiori centrali nucleari svizzere (Leibstadt e Gösgen) fossero fuori servizio. Tuttavia, secondo lo studio la probabilità che un simile scenario si verifichi è bassa. In linea con gli studi dell'UFE e della ElCom è anche il Mid-term Adequacy Forecast dell'Associazione Europea dei Gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E), pubblicato a ottobre 2018, che ha esaminato il periodo 2020–2025. La valutazione dell'approvvigionamento a medio termine è completata anche da un rapporto dei gestori delle reti di trasmissione dei Paesi aderenti al Forum energetico pentalaterale pubblicato a inizio 2018. Esso ha esaminato la sicurezza dell'approvvigionamento a medio termine (2023/24) anche per la regione centro-occidentale dell'Europa. Per i periodi di tempo esaminati non sono stati riscontrati particolari problemi di approvvigionamento, in particolare per la Svizzera, nemmeno per gli scenari più difficili (fonti: Università di Basilea/ETHZ, 2017/ElCom, 2018b/ENTSO-E, 2018/PLEF SG2, 2018).

Approfondimenti sulla

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO:

- Versione dettagliata del rapporto di monitoraggio
- Rapporto dell'UFE sulla System Adequacy della Svizzera
- Rapporto della ElCom sulla System Adequacy
- Mid-term Adequacy Forecast dell'ENTSO-E
- Rapporto PLEF SG2 Generation
 Adequacy Assessment
- Rapporto della ElCom «Stromversorgungssicherheit der Schweiz» italiano non disponibile
- Rapporto della ElCom sulla qualità dell'approvvigionamento elettrico





SPESA ENERGETICA DEL CONSUMATORE FINALE

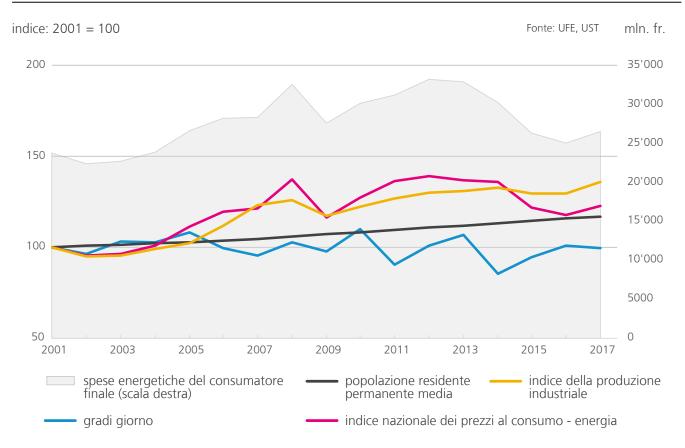


Figura 10: Spesa energetica del consumatore finale (in mln di franchi) e importanti fattori di influenza (indicizzati)

La figura 10 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 guasi 26,5 mld di franchi nel 2017. Quasi la metà di questa cifra è destinata a spese per prodotti petroliferi, un buon terzo all'elettricità, circa il 10 per cento al gas e il resto a carburanti solidi nonché al teleriscaldamento. Tra il 2001 e il 2017 ciò corrisponde a un aumento medio annuo dello 0,7 per cento. Durante lo stesso periodo sono aumentati anche la produzione industriale (1,9% l'anno), la popolazione (1,0% l'anno) e l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'energia (1,3% l'anno). Da notare é che l'andamento della spesa del consumatore finale e quello dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'energia si assomigliano: ciò è da ricondurre anche al fatto che sul breve periodo il comportamento dei consumatori non viene influenzato, se non minimamente, dai prezzi dell'energia bensì piuttosto da fattori già esistenti e invece costanti, quali veicoli e abitazioni. In questo contesto si parla anche di una bassa elasticità dei prezzi sul breve periodo. Inoltre 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 2017 la spesa dei consumatori finali ha fatto registrare un lieve aumento rispetto all'anno precedente, riconducibile a un leggero aumento dei prezzi. Nel frattempo una migliore efficienza energetica può avere un effetto frenante sul consumo energetico e di conseguenza sulla spesa dei consumatori finali (fonti: UFE, 2018a/UST, 2018a).

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

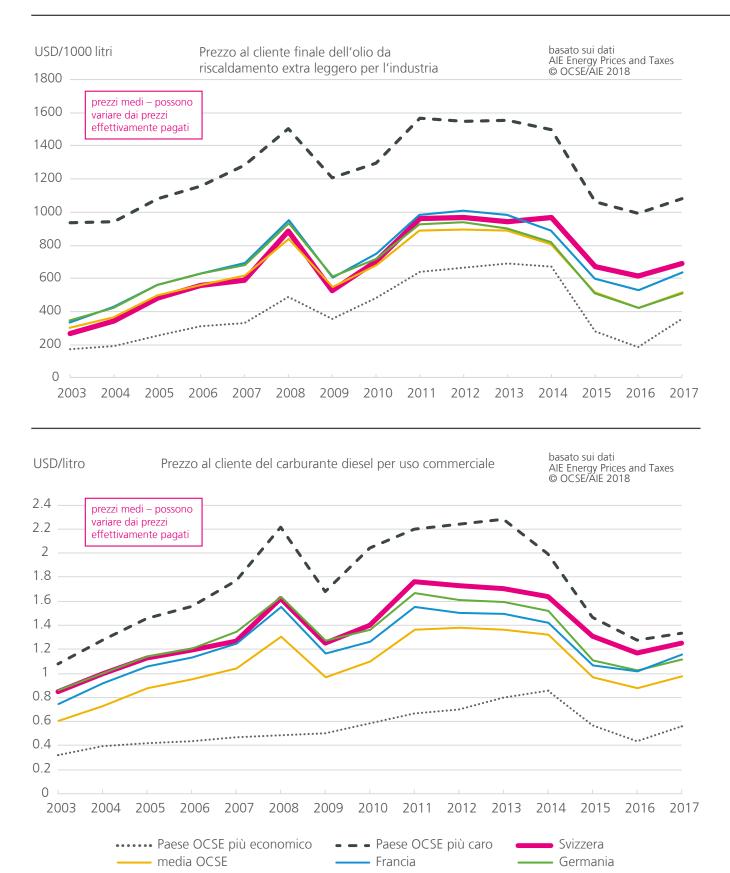


Figura 11: Prezzi medi al consumatore finale di olio da riscaldamento e diesel (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

Sia la materia prima petrolio sia l'olio combustibile e il diesel, due vettori energetici derivati della sua raffinazione, vengono commercializzati in tutto il mondo. Ciò può essere il motivo alla base dell'andamento molto simile dei loro prezzi osservato nella maggior parte dei Paesi presi in esame (cfr. figura 11). In Svizzera nel 2017 il prezzo dell'olio combustibile superava la media OCSE. I prezzi sono leggermente aumentati sia nell'area OCSE sia in Svizzera. Una possibile 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 a 84 franchi a tonnellata di CO₂ negli anni 2016 e 2017⁹. Il suo aumento è dovuto 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 di Francia, Germania o alla media OCSE. Diversa dovrebbe presentarsi la situazione per il carburante 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 si avvicina maggiormente a quello del Paese OCSE più caro che non a quello del Paese OCSE più economico (fonte: OCSE/AIE, 2018a).

9 Aumento da 84 a 96 franchi per tonnellata di CO2 a partire dal 1° gennaio 2018.

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

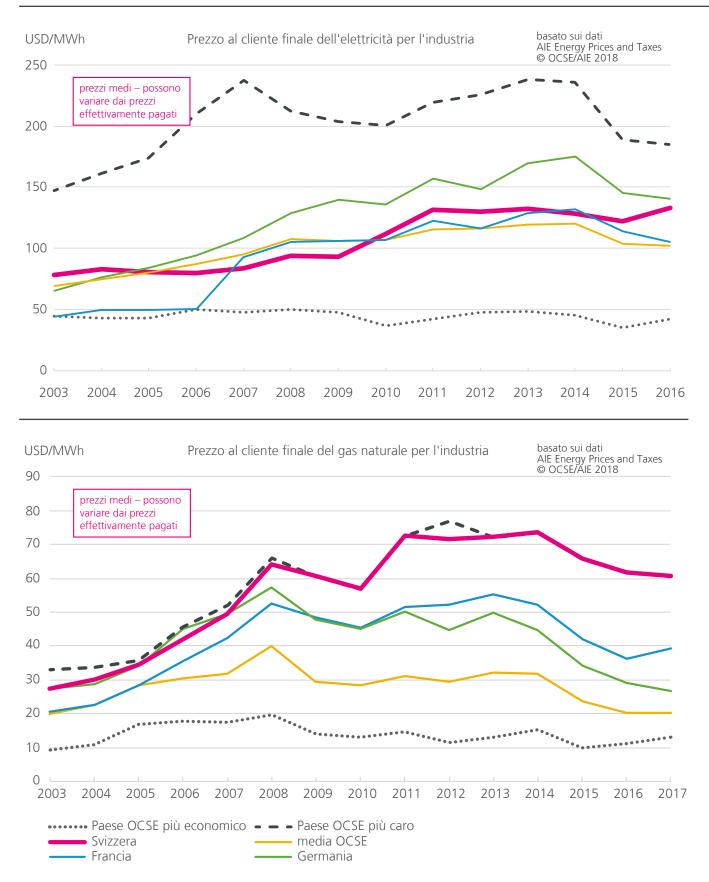


Figura 12: Prezzi medi al consumatore finale per elettricità e gas naturale (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

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 simile a quella osservata in Germania, Francia e alla media dei Paesi OCSE, tuttavia nel 2016 in Svizzera il prezzo è leggermente aumentato (cfr. figura 12). Tuttavia si può affermare che il livello dei prezzi in Svizzera è vicino alla media OCSE e 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. In territorio elvetico i prezzi del gas naturale sono nettamente superiori a quelli della Germania, della Francia e della media dei Paesi OCSE. Nel 2005, nel 2010, nel 2011 e dal 2013 la Svizzera è stato il Paese OCSE con i prezzi del gas naturale più elevati. La differenza rispetto agli altri paesi OCSE è notevole, in particolare nei confronti del Canada, il Paese più economico dal 2009. Sono molteplici le possibili spiegazioni di un simile scarto: ad esempio, l'aumento summenzionato della tassa sul CO2 sui combustibili, che si ripercuote 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 tuttavia 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 è un mercato aperto. 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 (fonte: OCSE/AIE, 2018a).





EMISSIONI DI CO2 DELL'ENERGIA PRO CAPITE

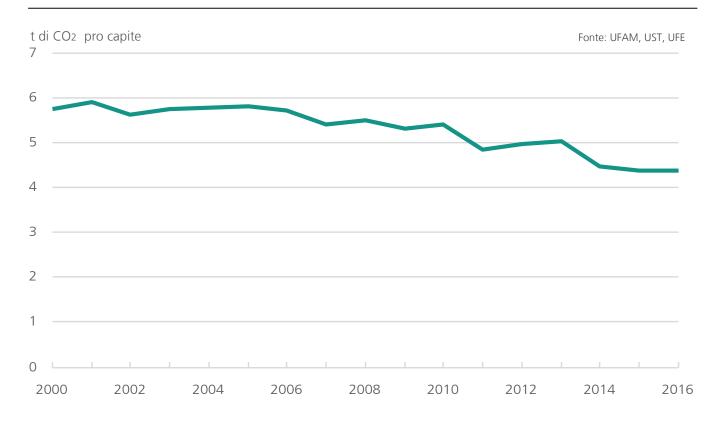


Figura 13: Emissioni di CO₂ dell'energia pro capite (in t CO₂ pro capite)

Dal 2000, in Svizzera, le emissioni di CO2 dell'energia pro capite sono in continua diminuzione, come mostra la figura 13. Poiché dal 2000 le emissioni di CO2 dell'energia sono nel complesso diminuite leggermente (cfr. figura 14) e nello stesso periodo la popolazione ha continuato a crescere, si sta verificando un crescente disaccoppiamento tra crescita demografica ed emissioni di CO2. Nel 2016 le emissioni nazionali pro capite erano pari a circa 4,4 tonnellate. Dal confronto internazionale emerge che in Svizzera le emissioni di CO2 dell'energia pro capite 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 il settore dei servizi contribuisce considerevolmente alla creazione del valore aggiunto. Per poter raggiungere l'obiettivo strategico superiore fissato per il lungo periodo 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), è necessario ridurre ulteriormente le emissioni pro capite (fonti: UFAM, 2018/UST, 2018a/UFE, 2018a).

Nel 2016 le emissioni di CO2 dell'energia (cfr. figura

14) raggiungevano quasi i 37 milioni di tonnellate, un buon 10 per cento in meno rispetto al 2000. La quota maggiore di emissioni è da attribuire al settore dei trasporti (escluso il traffico aereo internazionale; 2016: 41%), principalmente al traffico stradale motorizzato¹⁰. Tra il 2000 e il 2016 le emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti sono diminuite di circa 0,7 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. Nel settore dell'industria (quota 2016: 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 certo 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. Le oscillazioni registrate nel corso del tempo sono collegate alle condizioni congiunturali e meteorologiche. Nel settore delle

EMISSIONI DI CO2 DELL'ENERGIA TOTALI E SUDDIVISE PER SETTORE

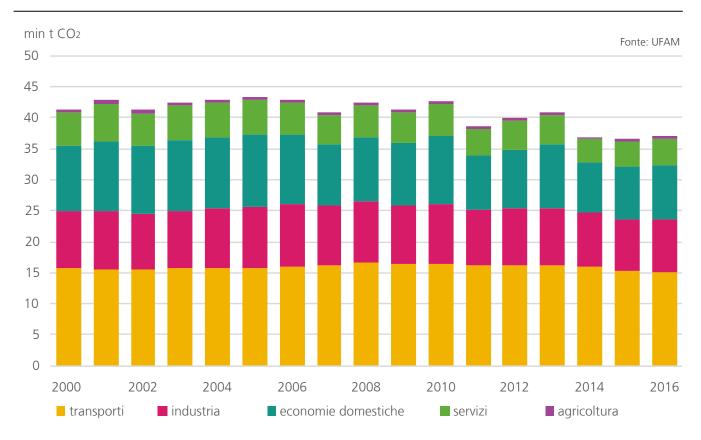


Figura 14: Emissioni di CO₂ dell'energia totali e suddivise per settore (in mln t CO₂, escluso il traffico aereo internazionale)

economie domestiche (quota 2016: 24%) 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 2016: 12%): anche qui dal 2000 le emissioni di CO2 dell'energia sono in lieve calo. Nel settore dell'agricoltura, infine, dal 2000 le emissioni di CO2 dell'energia sono piuttosto costanti. Rispetto al totale delle emissioni di CO2, invece, la loro quota è piccola (2016: 1%). In questo settore sono importanti soprattutto le emissioni di gas serra che non derivano dal sistema energetico, in particolare il metano e il diossido di azoto. Nel complesso, dal 2000 le quote nei singoli settori sono cambiate solo di poco: nei trasporti si è osservato un lieve aumento (dal 38% al 41%) mentre la quota delle economie domestiche e dei servizi si è ridotta leggermente (fonti: UFAM, 2018/UFE, 2018a/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

10 In determinate pubblicazioni l'UFE rende nota, di volta in volta, la quota delle emissioni di gas serra riconducibili al settore dei trasporti rispetto alle emissioni di gas serra totali. Attualmente questa quota è pari a circa un terzo (32%).

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





SPESE DEL SETTORE PUBBLICO PER LA RICERCA ENERGETICA

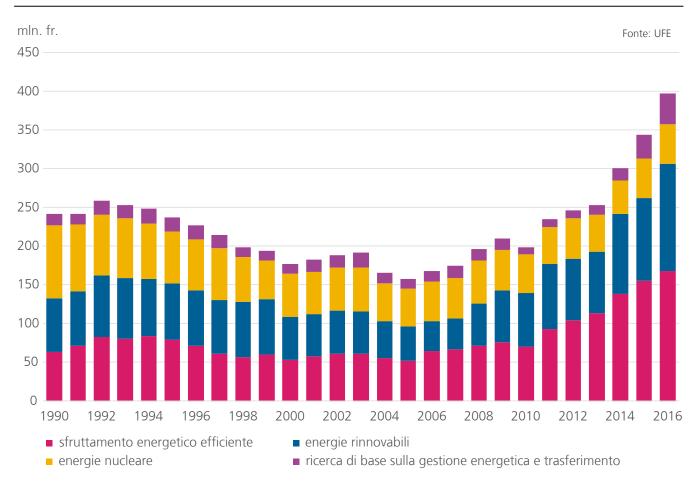


Figura 15: Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mln di franchi, reali)¹¹

Dal 2005 i fondi pubblici destinati alla ricerca energetica hanno continuato ad aumentare (cfr. figura 15). In particolare dal 2014 si osserva una netta crescita, legata alla Strategia energetica 2050 e al piano d'azione «Ricerca coordinata in campo energetico in Svizzera». Hanno contribuito considerevolmente a questo aumento l'istituzione 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 dei Programma pilota, di dimostrazione e Programma faro dell'Ufficio federale dell'energia (UFE). Nel 2016 gli investimenti pubblici sono aumentati rispetto all'anno precedente raggiungendo complessivamente 396,9 mln di franchi reali (2015: 343,7 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 2016: 42,5%) ed energie rinnovabili (quota 2016: 34,7%). 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 2016 era ancora pari al 12,9 per cento. Nello stesso anno la quota per l'ambito di ricerca di base sulla gestione energetica e trasferimento era pari al 9,9 per cento (fonte: UFE 2018d).

11 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)





EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

Petrolio: nelle sue previsioni di medio termine l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) stima che la domanda globale di petrolio aumenterà in media ogni anno di 1,2 mln di barili al giorno e che nel 2023 raggiungerà circa 104,7 mln di barili al giorno. Nel 2017 l'offerta di petrolio è salita di 0,5 mln di barili rispetto all'anno precedente, raggiungendo 97,4 mln di barili al giorno. La domanda è aumentata di 1,4 mln di barili, attestandosi così a 97,8 mln di barili al giorno. Dopo il crollo del prezzo del greggio registrato a partire dalla seconda metà del 2014 e nel 2015, con circa 30 dollari al barile, il prezzo è nuovamente risalito grazie alla forte domanda del 2017 e al prolungamento fino a giugno 2018 del limite sulla produzione imposto dall'Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio (OPEC) e da altri Paesi quali la Russia; a metà del 2018 è stato raggiunto il valore di 79,44 dollari al barile per la tipologia di riferimento Brent e 74,15 dollari al barile per il WTI. A giugno 2018 i Paesi dell'OPEC e altri Paesi hanno concordato di esaurire completamente il limite sulla produzione stabilito nel 2016 e a fine settembre si sono espressi contro un aumento delle quantità di greggio prodotte, il che a inizio ottobre ha fatto salire la quotazione del Brent a tratti oltre gli 85 dollari al barile, un prezzo tanto elevato come non lo si vedeva più da quattro anni; nel corso del mese il prezzo è invece nuovamente calato (fonti: OCSE/AIE, 2018b+g).

Gas naturale: nelle sue previsioni di medio termine l'AIE stima che la domanda globale di gas naturale crescerà mediamente dell'1,6 per cento l'anno e raggiungerà nel 2023 circa 4100 mld di metri cubi. Nel 2017 la produzione globale di gas naturale è cresciuta, secondo i dati provvisori dell'AIE, del 3,6 per cento rispetto all'anno precedente, raggiungendo così 3768 mld di metri cubi; la domanda è cresciuta del 3,2 per cento, raggiungendo 3757 mld di metri cubi. I prezzi del gas naturale sono rimasti relativamente stabili nel periodo compreso tra il 2015 e l'inizio del 2018, attestandosi a 2-3 dollari circa per British Thermal Unit (mmbtu) sul mercato statunitense (Henry Hub) e a 4-8 dollari per mmbtu sul mercato europeo (TTF spot)¹². Nel primo trimestre 2018 i prezzi spot sul mercato europeo sono aumentati di circa il 10 per cento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente arrivando a 20,5 euro/MWh. (fonti: OCSE/AIE, 2017/OCSE/AIE, 2018c+d/UE, 2018a).

Carbone: nelle sue previsioni di medio termine l'AIE prevede fino al 2022 una stagnazione della domanda annua di carbone a 5530 mln di tonnellate. Secondo dati provvisori dell'AIE, nel 2017 la produzione globale di carbone è aumentata del 3,1 per cento, dopo il calo registrato nei tre anni precedenti. Il consumo globale di carbone è cresciuto di un punto percentuale a causa soprattutto dell'aumento nei Paesi non OCSE. 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 nella seconda metà del 2016. Fino a luglio 2018 il prezzo spot CIF ARA aveva raggiunto l'importo di 100 dollari a tonnellata, il valore più alto dal 2012¹³ (fonti: OCSE/ AIE, 2017/OCSE/AIE, 2018e).

CO2: dopo essersi attestato dal 2013 intorno a 5 euro per tonnellata di CO2 equivalente (tCO2e), il prezzo dei diritti di emissione di CO2 nel Sistema Europeo di Scambio di Quote di Emissione è cresciuto tra la metà del 2017 e settembre 2018, raggiungendo nel frattempo oltre 25 euro/tCO2e. Da allora è tuttavia nuovamente calato¹⁴.

Energia elettrica: la produzione globale di energia elettrica è cresciuta tra il 1974 e il 2016 da 6298 TWh a 25'082 TWh, il che corrisponde secondo l'AIE a un incremento medio annuo pari al 3,3 per cento. Nel 2016 la produzione ha superato del 2,9 per cento guella dell'anno precedente. Lo European Power Benchmark (l'indice del prezzo medio all'ingrosso dell'elettricità sul mercato europeo) è calato a febbraio 2016 fino a 30 euro/MWh, valore che corrisponde alla media mensile più bassa dal marzo 2007. Nell'inverno 2016/2017 i prezzi si sono nuovamente ripresi e l'indice è risalito così a poco più di 50 euro/MWh; nell'estate 2017 è nuovamente sceso a circa 30 euro/ MWh, per poi tornare nell'inverno 2017/2018 a guasi 50 euro/MWh. Tra maggio e agosto 2018 il prezzo del carico di base per Phelix (zona tarrifaria Germania/ Austria) è cresciuto da circa 40 euro/MWh a 60 euro/ MWh; il prezzo del carico di base per la Svizzera (Swissix) ha seguito lo stesso andamento (fonti: OCSE/AIE, 2018f/UE, 2018).

12 Platts im Quarterly Report on European gas markets, first quarter 2018 13 Argus Gas Connection Per realizzare la cosiddetta Unione dell'energia la Commissione europea ha presentato il 30 novembre 2016 un ampio pacchetto comprendente otto proposte legislative e diversi rapporti sui temi dell'assette del mercato elettrico, delle energie rinnovabili (RES), della sicurezza di approvvigionamento, dell'efficienza energetica e delle norme sulla governance dell'Unione dell'energia. L'obiettivo del pacchetto («Clean Energy for All Europeans») è quello di preparare il futuro del mercato interno dell'energia elettrica e delle rinnovabili e garantire il raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici dell'UE. **Gli elementi chiave del pacchetto sono:**

assetto del mercato dell'energia elettrica: con la rifusione della direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, nata dal pacchetto sul mercato interno dell'energia del 2009, si vuole creare un mercato elettrico orientato al mercato, incentrato sui consumatori e flessibile. Con la rifusione del regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica, anch'esso derivante dal terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia, si punta a nuove regole per il mercato interno europeo dell'energia elettrica, che viene adequato alla produzione elettrica sempre più decentralizzata e fluttuante. Le istituzioni politiche dell'UE (nel cosiddetto trilogo tra Consiglio, Parlamento e Commissione) voteranno le proposte sul nuovo assetto del mercato elettrico prevedibilmente entro la fine del 2018. I meccanismi di funzionamento del futuro mercato interno dell'energia elettrica dell'UE hanno rilevanza anche per la Svizzera;

Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER): attraverso la rifusione del regolamento ACER si intende adeguare il ruolo dell'Agenzia al nuovo quadro giuridico relativo all'assetto al mercato dell'energia elettrica e alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico. L'obiettivo è rafforzare complessivamente il ruolo dell'ACER. Il progetto verrà discusso presumibilmente entro la fine del 2018 nel trilogo tra Consiglio, Parlamento e Commissione. Siccome la Svizzera è circondata dal mercato interno dell'energia elettrica dell'UE, il lavoro dell'ACER ha effetti anche sul mercato elettrico svizzero ed è particolarmente rilevante per la ElCom.;

efficienza energetica: nel settore dell'efficienza energetica la Commissione ha presentato alcune proposte per la revisione della direttiva sull'efficienza

energetica e della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia. Con l'accordo di Parigi gli obiettivi della direttiva sull'efficienza energetica vengono adeguati al quadro della politica climatica ed energetica stabilito per il 2030. A giugno 2018 la Commissione, il Consiglio e il Parlamento hanno concordato per l'Unione europea un obiettivo di efficienza non vincolante del 32,5 per cento. L'aggiornamento della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia ha lo scopo di rendere gli edifici «più intelligenti» e di aumentare i finanziamenti a favore dei risanamenti edilizi. La versione definitiva della direttiva è stata pubblicata a giugno 2018 ed è entrata in vigore il 9 luglio 2018. Entrambe le direttive non hanno alcuna rilevanza per la Svizzera;

energie rinnovabili: scopo della rifusione della direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva RES) è aumentare ulteriormente entro il 2030 la quota delle energie rinnovabili rispetto al consumo energetico. Al termine di intense trattative è stato deciso un obiettivo vincolante del 32 per cento per l'UE. Il Consiglio e il Parlamento devono ancora approvare in modo formale questo compromesso prima della sua entrata in vigore, che avverrà presumibilmente nel 2019;

sicurezza dell'approvvigionamento elettrico: il nuovo Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica intende preparare i Paesi membri a situazioni di crisi che si potrebbero presentare nel settore elettrico a seguito, ad esempio, di condizioni meteorologiche estreme, attacchi cibernetici, o mancanza di combustibili. La proposta sarà discussa presumibilmente entro la fine del 2018 nel trilogo tra Consiglio, Parlamento e Commissione. L'elaborazione e l'attuazione del nuovo regolamento sono rilevanti anche per la Svizzera, viste le strette relazioni esistenti nel settore elettrico;

governance dell'Unione dell'energia: scopo dell'ordinanza sulla governance proposta è creare un meccanismo per la pianificazione, la rendicontazione e la sorveglianza sugli obiettivi dell'Unione dell'energia. A giugno 2018 il Consiglio e il Parlamento si sono accordati sul nuovo regolamento, ma devono ancora approvare in modo formale questo compromesso prima della sua entrata in vigore, prevista per il 2019.

(Fonti: COM(2016) 860 final/Consiglio dell'Unione europea, 2018).

POLITICA CLIMATICA INTERNAZIONALE

Il 4 novembre 2016 è entrato in vigore l'Accordo di Parigi, pietra miliare della politica climatica internazionale, dopo essere stato approvato dalla comunità internazionale nel dicembre del 2015 alla fine di annose trattative. Esso si riallaccia al secondo periodo di impegno del Protocollo di Kyoto. L'Accordo di Parigi 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 ben al di sotto di 2 gradi Celsius rispetto ai livelli preindustriali, proseguendo comunque gli 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 181 di essi lo hanno ratificato. Il 1º giugno 2017 il Presidente degli Stati Uniti Donald Trump ha annunciato che gli USA vogliono uscire dall'Accordo di Parigi, divenendo 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. Ratificando l'Accordo la Svizzera si è inoltre impegnata giuridicamente ad adottare misure volte ad arginare il cambiamento climatico e ad adequarsi alle sue conseguenze. Essa deve, inoltre, presentare ogni due anni al Segretariato della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici un rapporto sull'andamento delle emissioni di gas serra, sulle misure di riduzione e adequamento previste nonché sui contributi per il finanziamento internazionale per il clima. L'Accordo di Parigi deve essere recepito nel diritto nazionale. Il 1° dicembre 2017 il Consiglio federale ha pertanto presentato il disegno per la revisione totale della legge sul CO2, che è attualmente oggetto del dibattito parlamentare (fonte: Consiglio federale, 2017).

COLLABORAZIONE INTERNAZIONALE DELLA SVIZZERA IN AMBITO ENERGETICO

Durante il periodo di riferimento del presente rapporto sono proseguite le **trattative 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. Da parte dell'UE la conclusione delle trattative dipende dall'avanzamento dell'accordo quadro tra Svizzera e UE.

Nell'ambito della **collaborazione regionale**, dal febbraio 2011 la Svizzera partecipa in veste di osservatrice al Forum energetico pentalaterale allargato, dove si affrontano i temi dell'integrazione nel mercato, della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e della flessibilità nel settore dell'energia elettrica. A giugno 2017 i cinque Paesi aderenti al Forum (Germania, Francia, Austria, Benelux, Svizzera come osservatrice) hanno firmato un Memorandum of Understanding per migliorare la collaborazione regionale nell'ambito della pianificazione delle emergenze e della gestione delle crisi.

Le numerose interdipendenze con i Paesi confinanti in ambito energetico richiedono un approfondimento delle **relazioni bilaterali**. Durante il periodo di riferimento del presente rapporto sono stati intensificati i contatti con numerosi Paesi. Con la Germania è prevista la stesura di un'agenda comune in ambito energetico e climatico, come deciso a settembre 2018 nel quadro di un incontro tra la consigliera federale Doris Leuthard e il ministro dell'economia tedesco Peter Altmaier. Nel 2018 la consigliera federale Leuthard, accompagnata da una delegazione, si è recata in Vietnam e in Tailandia, dopo essere stata, nel 2017, in Argentina e Perù. Inoltre, nel 2017 e nel 2018 sono state firmate dichiarazioni di intenti con la Cina e il Marocco per rafforzare la collaborazione nel settore energetico.

Per quanto riguarda la **collaborazione multilaterale** la Svizzera è attiva nelle istituzioni energetiche multilaterali, tra cui l'Agenzia internazionale dell'energia e la Carta dell'Energia. Opera inoltre presso l'Agenzia internazionale per l'energia atomica dell'ONU e l'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili.

(Fonti: Consiglio federale, 2018 a+b/DATEC, 2017+2018)

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

BIBLIOGRAFIA DELLE OPERE E DELLE FONTI

COM(2016) 860 final: Comunicazione della Commissione europea, Energia pulita per tutti gli europei.

Consiglio federale (2013): Messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energeti-

ca 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 (2015): Messaggio concernente l'articolo costituzionale su un sistema d'incentivazione

nel settore del clima e dell'energia, FF 2015 6445.

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 CO2 dopo il 2020,

FF 2017 197.

Consiglio federale (2018a): Rapporto sulla politica estera 2017, FF 2018 1481.

Consiglio federale (2018b): Comunicati stampa relativi al dossier europeo del 5 marzo e

del 28 settembre 2018.

Consiglio federale (2018c): Progetto per la consultazione sulla revisione della legge sull'approvvigionamento

elettrico (totale liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, riserve dei bacini di accumulazione e ammodernamento della regolazione della rete).

DATEC (2017): Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle

comunicazioni, diversi comunicati stampa.

DATEC (2018): Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle

comunicazioni, diversi comunicati stampa.

Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015. I.A. des BAFU

(italiano non disponibile)

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe. I.A. des BAFU (italiano non disponibile).

ElCom (2018a): Commissione federale dell'energia elettrica, Rapporto di attività 2017.

ElCom (2018b): Commissione federale dell'energia elettrica, Schlussbericht System Adequacy

2025. Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 (italiano non

disponibile).

ENTSO-E (2018): Mid-term Adequacy Forecast 2018.

EU (2018a): European Commission, Directorate-General for Energy:

Market Observation for Energy 2017.

OCSE/AIE (2018a): International Energy Agency IEA, Energy Prices and Taxes 2017.

OECD/IEA (2017): International Energy Agency, Coal 2017: Analysis and Forecasts to 2022.

OECD/IEA (2018b): International Energy Agency, Oil Market Report,

Annual Statistical Supplement 2017.

OECD/IEA (2018c): International Energy Agency, Gas 2018: Analysis and Forecast to 2023.

OECD/IEA (2018d): International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2018.

OECD/IEA (2018e): International Energy Agency, Natural Coal Information: Overview 2018.

OECD/IEA (2018f): International Energy Agency, Electricity Information: Overview Trends 2018.

OECD/IEA (2018g): Oil 2018: Analysis and Forecasts to 2023.

PLEF SG2 (2018): Pentalateral Energy Forum Support Group 2, Generation Adequacy Assessment.

Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. I. A. des BFE

(italiano non disponibile).

Prognos (2015): Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung.

I.A. des BFE (italiano non disponibile)

Prognos/TEP/Infras (2018a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2017

nach Bestimmungsfaktoren. I.A. des BFE (italiano non disponibile).

Prognos/TEP/Infras (2018b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2017

nach Verwendungszwecken. I.A. des BFE (italiano non disponibile).

Swissgrid (2015): Rete strategica 2025.

UFAC (2018): Dati preventivi sul traffico aereo internazionale 2017 nell'ambito

dell'inventario dei gas serra.

UFAM (2018a): Ufficio federale dell'ambiente, Inventario dei gas serra 2016

(italiano non disponibile).

UFAM (2018b): Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and

third biennial report under the UNFCCC.

UFE (2018a): Ufficio federale dell'energia, Statistica globale svizzera dell'energia 2017

(italiano non disponibile).

UFE (2018b): Statistica degli impianti idroelettrici della Svizzera (WASTA) 2017.
UFE (2018c): Ufficio federale dell'energia, Statistica svizzera dell'elettricità 2017

(italiano non disponibile).

UFE (2018d): Ufficio federale dell'energia, Energieforschungsstatistik 2016

(italiano non disponibile).

UFE/Swissgrid (2018): 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).

UST (2018a): Ufficio federale di statistica, Statistica della popolazione e delle economie do-

mestiche (STATPOP) 2017.

UST (2018b): Ufficio federale di statistica, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz

2017 (italiano non disponibile).

UST (2018c): Ufficio federale di statistica, Indice nazionale dei prezzi al consumo, prezzi medi

dell'energia e dei carburanti 2017 (italiano non disponibile).

UST/UFAM/ARE (2018): Sistema di indicatori del monitoriaggo dello sviluppo sostenibile MONET.

INDICE DELLE FIGURE

10	Figura 1:	Andamento del consumo di energia finale pro capite dal 2000 (indicizzato)
11	Figura 2:	Andamento del consumo elettrico pro capite dal 2000 (indicizzato)
12	Figura 3:	Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh)
13	Figura 4:	Andamento della produzione idroelettrica media attesa (in GWh) dal 2000
18	Figura 5:	Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 17.10.2018)
20	Figura 6:	Durata accumulata delle diverse fasi di alcuni progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 17 ottobre 2018 (in anni)
25	Figura 7:	Volume delle linee elettriche interrate della rete di distribuzione (in km)
28	Figura 8:	Diversificazione dell'approvvigionamento energetico: consumo energetico finale suddiviso secondo il vettore energetico (quote percentuali)
29	Figura 9:	Eccedenza delle importazioni e produzione nazionale (in TJ) e quota di energia importata rispetto al consumo energetico lordo (in %)
33	Figura 10:	Spesa energetica del consumatore finale (in mln di franchi) e importanti fattori di influenza (indicizzati)
34	Figura 11:	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 12:	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)
40	Figura 13:	Emissioni di CO2 dell'energia pro capite (in t CO2 pro capite)
41	Figura 14:	Emissioni di CO2 dell'energia totali e suddivise per settore (in mln t CO2, escluso il traffico aereo internazionale)
44	Figura 15:	Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mln di franchi, reali)

IMPRONTA

NOVEMBRE 2018

Editore: Ufficio federale dell'energia UFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Indirizzo postale: Mühlestrasse 4, CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 Fax +41 58 463 25 00

contact@bfe.admin.ch www.bfe.admin.ch twitter.com/bfeenergeia

disegni: www.shutterstock.com

www.monitoraggioenergia.ch