



Aggiornamento sulla capacità di produzione invernale

Valutazioni della ElCom in merito alla
sicurezza dell'approvvigionamento elettrico
in Svizzera fino al 2035

Berna, 8 maggio 2025

Sintesi

Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 3 della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), la EICom deve vigilare sulla sicurezza dell'approvvigionamento a medio e lungo termine. Qualora si prospetti una notevole minaccia a medio o lungo termine per la sicurezza dell'approvvigionamento indigeno, la EICom sottopone al Consiglio federale proposte per adottare misure adeguate. All'inizio del 2020 nel documento di riferimento sulle condizioni quadro per garantire una produzione invernale adeguata, la EICom ha richiamato l'attenzione sui rischi della crescente dipendenza dalle importazioni durante i mesi invernali e formulato alcune raccomandazioni per il potenziamento della produzione indigena.

Nel 2021 i risultati dello studio Frontier hanno messo in evidenza che, senza un accordo sull'elettricità, le capacità di importazione potrebbero essere limitate nel quadro di adeguamenti nella gestione delle capacità di frontiera europee. Dopo una raccomandazione in tal senso, nel 2021 la EICom ha elaborato su incarico del Consiglio federale un Piano per le centrali a gas destinate a coprire i picchi di carico («Konzept für Gaskraftwerke zur Abdeckung von Spitzenlasten», disponibile solo in tedesco), nella quale raccomandava di indire pubbliche gare per una capacità di riserva fino a 1000 Megawatt (MW). Durante la crisi di approvvigionamento del 2022/23, la necessità di intervento è stata riesaminata sulla scorta di un calcolo probabilistico dell'adeguatezza del sistema con orizzonte temporale al 2025. Per gli scenari di stress furono presi in considerazione anche i rischi di una penuria di gas a livello europeo in combinazione con la disponibilità fortemente ridotta delle centrali nucleari francesi. Sulla base della situazione di quel periodo e delle ipotesi assunte, la EICom giunse alla conclusione che per il periodo a partire dal 2025 apparisse adeguata una riserva di produzione (permanente) di almeno 400 MW). Inoltre, il documento di riferimento sulle condizioni quadro per garantire una produzione invernale adeguata, aggiornato anch'esso nel 2023, stabiliva che le riserve adeguate dal punto di vista della tecnica di approvvigionamento ed economico per il periodo dal 2030 al 2035 sarebbero state di 700 – 1'400 MW. La Confederazione stipulò contratti per assicurarsi capacità di riserva a Birr, Monthey e Cornaux e a livello decentralizzato per i generatori di emergenza per un totale di circa 400 MW fino al 2026.

Il rapporto sulla capacità di produzione invernale del 2023 richiamava l'attenzione su diverse incertezze riguardanti le previsioni fino al 2030 e al 2035, sottolineando quindi la necessità di adottare un approccio graduale e di riesaminare in maniera costante gli sviluppi per adeguare eventualmente la costituzione delle riserve. Inoltre, le basi legali e contrattuali (aggiornate ad aprile 2025) limitano fino al 2026 la disponibilità delle centrali di riserva di Birr, Monthey e Cornaux. A causa di questo, dei nuovi sviluppi intercorsi e della necessità di apportare gli adeguamenti del caso alle ipotesi per i calcoli, è opportuno aggiornare l'analisi sulla produzione invernale e sul fabbisogno di riserve necessario. Il calcolo delle riserve necessarie si basa in linea di principio sulle ipotesi relative all'andamento della produzione e della domanda di energia elettrica indigena fino al 2030 e al 2035. Le possibili e diverse evoluzioni ipotizzate dalla EICom non rappresentano scenari estremi nel senso di best o worst case, ma evoluzioni in un range da ritenersi realistico. La EICom fonda le sue ipotesi su analisi di istituzioni riconosciute, su obiettivi che godono di sostegno politico e legale e su stime di settore. A causa di mutati sviluppi della tecnica e del mercato, ma anche del nuovo quadro legale (soprattutto nell'ottica del cosiddetto atto mantello), le ipotesi vanno adeguate punto per punto rispetto all'analisi del 2022.

Una modifica essenziale riguarda soprattutto la prevista messa fuori servizio dei due reattori di Beznau nel 2032 e nel 2033. A causa dell'assenza di informazioni concrete da parte dei gestori, l'analisi del 2023 si fondava ancora su scenari secondo i quali, dopo 60 anni di funzionamento, i due reattori sarebbero stati tolti dalla rete nel 2029 e nel 2031. La presente analisi parte quindi dal presupposto che nel 2030 i due impianti saranno ancora in funzione e che il finanziamento degli investimenti necessari fino a quel momento sia garantito, rendendo quindi improbabile una loro «prematura» messa fuori servizio per ragioni economiche. Rispetto agli ultimi calcoli del 2023 sono stati presi in considerazione anche altri sviluppi. L'atto mantello approvato dal Popolo nel 2024 ha creato un quadro formale per gli obiettivi di potenziamento delle energie rinnovabili e per gli strumenti di promozione. In tale contesto il previsto potenziamento del fotovoltaico in Svizzera è stato adeguato al rialzo. Se da un lato il nuovo quadro legale crea incentivi economici aggiuntivi per il fotovoltaico, dall'altro le esperienze degli ultimi anni dimostrano che potenziarlo di più è possibile. In sostanza nello scenario caratterizzato da un potenziamento

minimo (basato sugli sviluppi finora ipotizzati), il valore relativo al fotovoltaico è stato incrementato a 1500 MW l'anno (rispetto ai 950 MW dell'analisi del 2022) – i 1500 MW corrispondono al potenziamento medio degli anni 2022, 2023 e 2024. L'adeguamento è inoltre del tutto in linea con le stime di settore e con le ultime previsioni dell'Ufficio federale dell'energia (UFE). Anche le stime sul previsto potenziamento degli impianti eolici sono state leggermente corrette al rialzo, includendo così nel calcolo – anche nello scenario di potenziamento negativo inteso come ampliamento minimo – quei progetti alla cui realizzazione il Tribunale federale si era già espresso con decisione positiva a inizio 2024. Per quanto riguarda l'energia idroelettrica va ricordato che, sebbene i progetti della tavola rotonda, ai quali è stato conferito fondamento legale con l'atto mantello, possano servire da base delle ipotesi, l'eventualità che la maggior parte di essi venga realizzata entro l'orizzonte di analisi del 2035 è poco verosimile. La EICom ha lavorato a stretto contatto con i rappresentanti del settore per formulare ipotesi sulle tempistiche del potenziamento tenendo conto anche della possibile promozione degli impianti di cogenerazione di energia elettrica e termica di cui la politica sta discutendo, sebbene al riguardo permangano ancora incertezze.

Anche le ipotesi riguardanti i consumi sono state riviste sulla base di nuove evidenze e previsioni. Per il consumo di elettricità nella mobilità elettrica è per esempio disponibile un nuovo calcolo dell'azienda di consulenza EBP¹, che al riguardo ha redatto veri e propri studi di riferimento sull'andamento di tale dato in Svizzera. Il calcolo stima i consumi di elettricità riconducibili alla mobilità elettrica (per il fabbisogno di energia elettrica in inverno) a circa 11 TWh nello scenario di consumo negativo, e a circa 6,5 TWh nello scenario di consumo positivo per il 2035, valori quindi leggermente inferiori alle previsioni di EBP del 2022. Il fabbisogno di elettricità per le pompe di calore è stato desunto dall'andamento dei consumi elevato (scenario 2 "Divergenza") degli scenari di riferimento per la pianificazione delle reti elettriche. Per la prima volta si è tenuto conto in modo ancora più esplicito dell'impatto dei centri di calcolo sul crescente consumo di elettricità in Svizzera. Nel complesso, gli adeguamenti riguardanti i consumi non hanno però portato a sostanziali cambiamenti rispetto all'analisi del 2022. Nello scenario caratterizzato da un'elevata crescita della domanda, il consumo invernale si attesta più o meno sullo stesso livello, mentre nello scenario (meno critico) caratterizzato da una crescita della domanda bassa, si colloca a un livello leggermente più alto.

Dal punto di vista metodologico, la presente analisi sulla produzione invernale si focalizza sull'andamento della domanda e della capacità di produzione di energia elettrica indigena durante la stagione invernale negli anni 2030 e 2035. Con un certo grado di semplificazione, sulla base di questi sviluppi vengono presentati parametri per la resilienza del sistema di approvvigionamento svizzero che sono indipendenti dalle circostanze all'estero (soggette a un certo margine di incertezza). In linea di massima si suppone che la resilienza aumenti al diminuire della dipendenza dalle importazioni. A tale scopo si osservano nell'analisi due indicatori: il fabbisogno generale di importazioni netto nel semestre invernale come grandezza indicativa, e il calcolo del numero di giorni durante i quali, verso fine inverno (marzo), la Svizzera potrebbe essere autosufficiente dal punto di vista energetico se le possibilità di importazione venissero del tutto a mancare temporaneamente a causa di complicanze nell'approvvigionamento in Europa dovute per esempio a una produzione di energia rinnovabile eccezionalmente e durevolmente bassa in Europa (il cosiddetto «dark doldrums»). Questo secondo indicatore, in particolare, permette di trarre conclusioni sulle eventuali riserve necessarie per mantenere una certa resilienza e che entrerebbero in linea di conto solo in caso di importazioni limitate e complicanze nell'approvvigionamento.

Per calcolare la resilienza, le diverse ipotesi sulla futura produzione indigena e sull'evoluzione della domanda vengono combinate tra loro: associando uno scenario con un potenziamento delle energie rinnovabili basso a uno con uno sviluppo della domanda alto, risulta un valore di resilienza inferiore. Viceversa, combinando un potenziamento delle energie rinnovabili alto con uno sviluppo della domanda basso, si ottiene un valore di resilienza superiore. Il range delle importazioni nette rilevate durante l'inverno varia, a seconda della combinazione di scenari di domanda e di potenziamento, tra i 2 e i circa 8 terawattora (TWh) nel 2030. L'incertezza continua ad aumentare fino al 2035 e il range spazia da 0

¹ Cfr. EBP Outlook 2024 «Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2050», [Link](#)

fino a un'importazione netta di circa 13 TWh. Questi valori partono però dal presupposto che le due grandi centrali nucleari di Gösgen e di Leibstadt restino in funzione anche dopo il 2035.

Perché possano servire da base di calcolo della riserva necessaria, questi valori vanno rapportati a un obiettivo o a un valore indicativo per la resilienza. Per questo, dal 2025 si applica formalmente un valore indicativo stabilito per legge di massimo 5 TWh di importazioni di elettricità come misura di una capacità di produzione invernale sufficiente. Per sostituire, in caso di necessità, le importazioni che superano tale valore indicativo con energia indigena, sarebbero necessarie riserve di 800 MW per il 2030 e di 1'900 MW per il 2035. Un'importazione nel semestre invernale di 5 TWh corrisponde a una potenza importata di 1'140 MW. Tuttavia, il cosiddetto studio Frontier del 2021 sulla cooperazione elettrica tra Svizzera e UE spiega che, anche in presenza di ipotesi restrittive sulla (mancanza di) cooperazione, si possono presumere capacità di importazione di 1'700 MW. Su tale base, da una prospettiva puramente di rete, si potrebbe ipotizzare un valore indicativo di importazione maggiore di 7,5 TWh nel semestre invernale. Con questo valore indicativo sarebbero ancora necessarie riserve di potenza permanente di 300 MW fino al 2030 e di 1'300 MW fino al 2035. Inoltre, se le ipotesi caratterizzate da un potenziamento delle energie rinnovabili alto fossero combinate con un'evoluzione della domanda bassa (valore di resilienza superiore), per nessuno dei due valori indicativi sarebbero necessarie riserve.

Analogo è il quadro che emerge dall'analisi del numero di giorni di autosufficienza a marzo. Sulla base della domanda, della produzione attesa e di un livello minimo di riempimento statistico degli impianti di accumulazione idroelettrici a inizio marzo, i giorni di autosufficienza sono al momento circa 26. Basandosi sul valore effettivo di quel momento, nel messaggio concernente l'atto mantello, il Consiglio federale ha formulato una resilienza minima di 22 giorni. La presente analisi dimostra che questo obiettivo può essere più che raggiunto oppure risultare lontanissimo dalla realizzabilità a seconda della combinazione di scenari di domanda e offerta. Infatti, mentre nello scenario di potenziamento delle energie rinnovabili positivo (e con impianti nucleari in esercizio per 60 anni) non sarebbe necessaria nessuna capacità (di riserva) per le centrali elettriche, una combinazione di scenari con domanda elevata e potenziamento difensivo o limitato delle energie rinnovabili, comporterebbe un fabbisogno di circa 200 MW per il 2030 e di 900 MW dal 2035 in poi.

Entrambe le analisi danno quindi prova dell'enorme incertezza che incombe sulle previsioni. A seconda dello sviluppo ipotizzato riguardo la domanda di elettricità e il potenziamento delle energie rinnovabili, per soddisfare i valori indicativi di resilienza rappresentati servono riserve da zero a 800 MW (o 200/300 MW) fino al 2030 e da zero a 1'900 (o 900/1300 MW) fino al 2035 di impianti di produzione permanente. Tali valori presuppongono tuttavia la disponibilità nel 2030 di tutte le centrali nucleari oggi in esercizio e quella delle centrali nucleari di Gösgen e di Leibstadt oltre il 2035. In base alle stime attuali, tale ipotesi appare sì realistica, ma non necessariamente garantita, il che, vista l'importanza degli impianti, rappresenta una sorta di «rischio di concentrazione». Inoltre, l'effettiva disponibilità degli impianti potrebbe diminuire a causa del loro progressivo invecchiamento, nonostante continuino a restare in esercizio. Anche alla luce di queste ulteriori incertezze sulla disponibilità di energia nucleare, nel determinare le riserve necessarie è opportuno dare maggior peso all'ipotesi di uno scenario domanda-offerta sfavorevole.

Per ottenere un'ulteriore previsione sulla sicurezza dell'approvvigionamento, è stato nuovamente chiesto a Swissgrid di calcolare anche l'adeguatezza del sistema per gli anni 2028, 2030 e 2035 con scenari di stress aggiornati che tenessero conto anche della potenza, ossia su base oraria. A differenza dell'analisi sulla produzione invernale, l'analisi della system adequacy modella anche il sistema di approvvigionamento elettrico all'estero e, con esso, anche le possibilità di importazione ed esportazione della Svizzera in differenti scenari, tenendo conto della diversa disponibilità di capacità di frontiera nella rete. Nell'analisi della system adequacy si considerano in generale le ipotesi sull'evoluzione della produzione e della domanda desunte dal presente studio, concentrando però, per ragioni di valutazione del rischio, solo sulla combinazione tra sviluppo della domanda elevato e potenziamento delle fonti di energia rinnovabili basso. Inoltre, basandosi anche sull'esperienza della crisi energetica del 2022/23, sono stati ipotizzati scenari di stress con una ridotta disponibilità di centrali nucleari e a gas. Dal punto di vista contenutistico e metodologico, questi risultati sono complementari con la presente analisi, ma vengono presentati in un rapporto separato.

Né l'analisi aggiornata della produzione invernale né l'analisi della system adequacy evidenziano nel 2035 un'attenuazione delle tensioni sul fronte dell'approvvigionamento rispetto alle analisi del 2023. Partendo dall'assunto che le riserve sono un'assicurazione contro sviluppi sfavorevoli, la ElCom ribadisce l'importanza di continuare a prevederle. Alla luce delle notevoli incertezze riguardo gli sviluppi all'estero, delle capacità di importazione in futuro disponibili nella rete e dei limiti di tecnica di modellazione dell'analisi della system adequacy, la ElCom continua a basarsi per il dimensionamento delle riserve raccomandate in primis sui risultati dell'analisi della capacità di produzione invernale. La ElCom raccomanda di costituire riserve pari ad almeno 500 MW per il 2030 e 700 – 1'400 MW per il 2035. La raccomandazione della ElCom per il 2035 resta pertanto invariata rispetto a quella del 2023 dal momento che dall'aggiornamento dell'analisi non sono emerse indicazioni chiare su un fabbisogno di riserve nettamente maggiore (o minore). La raccomandazione per il 2030 è leggermente inferiore a causa della disponibilità della centrale nucleare di Beznau e di un maggior potenziamento delle energie rinnovabili (la raccomandazione di 700 – 1400 MW valeva finora anche per il 2030). La raccomandazione per il 2030 si basa su un valore medio del fabbisogno di riserva calcolato nell'analisi della produzione invernale in caso di evoluzione sfavorevole di domanda e produzione (sviluppo elevato dei consumi, potenziamento ridotto delle energie rinnovabili).

Secondo la ElCom occorre mantenere una garanzia di questo tipo proprio a causa delle grandi incertezze riguardanti l'entità e la rapidità del potenziamento delle energie rinnovabili, l'evoluzione della domanda di energia elettrica e la durata d'esercizio delle centrali nucleari. I risultati dell'analisi sulla system adequacy evidenziano anche la grande importanza della disponibilità di capacità di importazione nella rete per mantenere la sicurezza dell'approvvigionamento, anche in uno scenario di stress su tutto il territorio europeo. In caso di capacità di importazione fortemente ridotte (senza cioè un accordo sull'elettricità o un accordo tecnico adeguato), non si può escludere che il fabbisogno di riserva nel 2035 sarà maggiore. Per tenere conto dei vari livelli di incertezza la ElCom raccomanda, per quanto possibile, di provvedere alla costituzione delle riserve in modo scaglionato. Per questo la ElCom ritiene ancora sia opportuno procedere in modo graduale e rivalutare costantemente le evoluzioni al fine di rivedere eventualmente la costituzione delle riserve.

Va infine sottolineato che l'obiettivo di tali riserve non è un sistema di approvvigionamento autarchico della Svizzera, bensì l'aumento della sua resilienza. Le centrali di riserva non entrerebbero in linea di conto finché sul territorio nazionale sarà disponibile elettricità da fonti rinnovabili ed energia nucleare o sarà possibile importarne in misura sufficiente. Le importazioni svolgono un ruolo importante sia per ragioni economiche sia per la sicurezza dell'approvvigionamento. Proprio l'elevata sensibilità della capacità frontaliere dimostra quanto resti di fondamentale importanza garantire una buona cooperazione in materia di interconnessione con l'estero.