



31 marzo 2026

**Riserva di energia elettrica: rapporto esplicativo
concernente l'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica (ORiEI) e le modifiche dell'ordinanza sull'organizzazione del settore dell'energia elettrica per garantire l'approvvigionamento del Paese (OOSE), dell'ordinanza sulla riduzione delle emissioni di CO₂ (ordinanza sul CO₂), dell'ordinanza sull'energia (OEn) e dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI)**

Indice

1.	Situazione iniziale	1
2.	Inquadramento della riserva di energia elettrica	2
3.	Punti essenziali del progetto	4
4.	Ripercussioni finanziarie, sull'effettivo del personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni	7
5.	Ripercussioni sull'economia, sull'ambiente e sulla società.....	8
6.	Commento ai singoli articoli	9

1. Situazione iniziale

Per garantire l'approvvigionamento elettrico, la Svizzera si avvale di una riserva di energia elettrica. La riserva di energia elettrica è sancita nella legge del 23 marzo 2007¹ sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) e contribuisce a prevenire e a gestire eventuali situazioni di penuria. Essa è costituita da una riserva di energia idroelettrica, da una riserva termica – formata da centrali di riserva, gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione forza calore (impianti di cogenerazione) – e da una riserva legata a una riduzione del consumo (la cosiddetta «riserva nel consumo»). In merito alla costituzione di una riserva di energia elettrica e alle sue dimensioni decide la Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom), d'intesa con l'Ufficio federale dell'energia (UFE).

Nell'ambito del dibattito parlamentare concernente il disegno di legge 24.033, il 20 giugno 2025 il Parlamento ha adottato le modifiche di tre atti normativi, ossia la LAEI, la legge federale del 23 dicembre 2011² sulla riduzione delle emissioni di CO₂ (legge sul CO₂) e la legge federale del 20 settembre 2016³ sull'energia (LEne).⁴ Per applicare queste modifiche di legge occorre emanare una nuova ordinanza e modificare alcune ordinanze in vigore. Si tratta dell'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica (ordinanza sulla riserva di energia elettrica, ORiEI), che è accompagnata da modifiche in quattro ordinanze, ossia l'ordinanza del 10 maggio 2017⁵ sull'organizzazione del settore dell'energia elettrica per garantire l'approvvigionamento economico del Paese (OOSE), l'ordinanza del 30 novembre 2012⁶ sulla riduzione delle emissioni di CO₂ (ordinanza sul CO₂), l'ordinanza del 1° novembre 2017⁷ sull'energia (OEn) e l'ordinanza del 14 marzo 2008⁸ sull'approvvigionamento elettrico (OAEI). La legge e le ordinanze entreranno in vigore al più tardi il 1° luglio 2027.

A partire da tale data, la LAEI rivista e la ORiEI sostituiranno l'ordinanza del 25 gennaio 2023⁹ sulla costituzione di una riserva di energia elettrica per l'inverno (ordinanza sulla riserva invernale, OREI). Le nuove basi di legge impongono di adottare nuove disposizioni o precisazioni a livello di ordinanza, mentre alcuni disciplinamenti saranno ripresi dalla OREI.

Stato dell'attuale riserva di energia elettrica

Secondo la legge federale su un approvvigionamento sicuro con le energie rinnovabili, i gestori di centrali idroelettriche ad accumulazione sono obbligati, in cambio di un indennizzo forfetario, a contribuire alla costituzione della riserva di energia idroelettrica. La riserva idroelettrica è configurata in funzione di ciò che decide ogni anno la EiCom in merito alla quantità complessiva di energia da mantenere in riserva per l'inverno successivo, con una ripartizione proporzionale tra tutte le centrali idroelettriche ad accumulazione.

Mentre la riserva idroelettrica si limita a trattenere l'energia nei bacini artificiali, le centrali elettriche di riserva immettono potenza e energia supplementari nel sistema elettrico. I contratti relativi alle centrali elettriche di riserva di Birr (AG), Cornaux (NE) e Monthey (VS), che corrispondono a una potenza complessiva di 336 MW, scadranno nella primavera del 2026. L'UFE ha quindi indetto un bando pubblico e successivamente avviato negoziati diretti per nuove centrali elettriche. Nel maggio 2025 il Consiglio federale ha aggiudicato cinque progetti, per una potenza totale di 583 MW. Tutti questi progetti saranno gestiti in modo da non generare emissioni supplementari di CO₂ fossile. Le nuove centrali elettriche di

¹ RS 734.7

² RS 641.71

³ RS 730.0

⁴ FF 2025 2036

⁵ RS 531.35

⁶ RS 641.711

⁷ RS 730.01

⁸ RS 734.71

⁹ RS 734.722

riserva saranno a completa disposizione non prima del 2030. Come soluzione transitoria, dal febbraio 2027 sarà in funzione a Birr (AG), quale centrale di riserva con una potenza di 250 MW, l'impianto di prova per turbine a gas della società Ansaldo Energia. Inoltre, a partire dall'inverno 2026/27 sarà disponibile come centrale di riserva anche la centrale a gas a ciclo combinato di Energie Wasser Bern (EWB), con una potenza elettrica di 50 MW.

I gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione di piccole dimensioni possono partecipare alla riserva di energia elettrica mediante pooling. I gruppi elettrogeni di emergenza¹⁰ sono progettati per un impiego a breve termine, che può andare da alcune ore a diversi giorni. Comportano costi contenuti, ma non sono adatti a un funzionamento continuo. Per un impiego prolungato sarà quindi necessario adottare un piano logistico per la fornitura di combustibile.

Un ulteriore apporto dovrebbe essere dato anche dalla nuova riserva legata alla riduzione del consumo (la cosiddetta «riserva nel consumo»). Ciò sarà tuttavia possibile al più presto dopo il bando pubblico indetto per l'inverno 2027/2028. La revisione della LAEI e l'adozione della ORiEI permettono di porre le basi legali necessarie a questo scopo.

2. Inquadramento della riserva di energia elettrica

Costituzione e dimensioni della riserva di energia elettrica

Secondo l'articolo 8b capoverso 2 LAEI, la EICom decide, d'intesa con l'UFE, in merito alla costituzione e alle dimensioni di una riserva di energia elettrica. La decisione sulla necessità e le dimensioni di tale riserva va presa in funzione di valutazioni dei rischi fondate su analisi della *system adequacy* (adeguatezza del sistema). Per definire le dimensioni della riserva di energia elettrica è necessario basarsi su un'analisi completa che tenga conto di diversi aspetti; tra questi, la disponibilità e l'affidabilità delle capacità di generazione, ma anche il previsto andamento della domanda e delle capacità di scambio transfrontaliere. L'obiettivo è garantire un livello adeguato di sicurezza dell'approvvigionamento.

Per quanto riguarda le dimensioni della riserva, la sfida consiste nel determinarne l'entità necessaria dal punto di vista tecnico dell'approvvigionamento e ragionevole dal punto di vista economico, nonostante le grandi incertezze degli scenari e delle relative ipotesi. Le riserve costituiscono una forma di assicurazione contro evoluzioni sfavorevoli. In particolare alla luce del fatto che l'insorgere di lacune nella capacità di produzione o di importazione provocherebbe una penuria energetica che, a sua volta, comporterebbe costi enormi per l'economia. Nel decidere in merito alla costituzione e alle dimensioni dei singoli componenti della riserva di energia elettrica occorre tenere conto delle loro caratteristiche specifiche, in particolare: disponibilità, contenuto di energia, capacità di funzionamento continuo, flessibilità, costi, compatibilità ambientale e affidabilità. Per migliorare la comparabilità degli elementi costitutivi è possibile ricorrere a metodi adeguati.

L'articolo 8b capoverso 7 LAEI attribuisce al Consiglio federale la facoltà di emanare disposizioni concernenti le dimensioni minime e massime della riserva di energia elettrica. Tuttavia, per il momento il Consiglio federale rinuncia a esercitare questa facoltà, poiché le dimensioni sono stabilite d'intesa con l'UFE. Le disposizioni che figuravano finora nella OREI relative alle dimensioni della riserva idroelettrica (art. 2 cpv. 2 OREI) non sono state riprese nella nuova ordinanza, poiché secondo l'articolo 8b LAEI, le decisioni in merito alle dimensioni competono interamente alla EICom.

Nell'articolo 8b capoverso 3 LAEI, il legislatore ha stabilito criteri chiari, che la EICom deve tenere in considerazione, per quanto possibile, nella configurazione della riserva di energia elettrica. Tali criteri prevedono di dare la priorità alle infrastrutture esistenti, garantire l'efficacia nella protezione da situazioni

¹⁰ I gruppi elettrogeni di emergenza sono motori a combustione stazionari destinati alla produzione di energia elettrica. A partire dal 2027, nella riserva termica saranno inclusi solo motori a combustione stazionari conformi all'allegato 2 numero 82 dell'ordinanza del 16 dicembre 1985 contro l'inquinamento atmosferico (OIA; RS 814.318.142.1).

straordinarie, mantenere i costi macroeconomici di acquisizione e gestione al livello più basso possibile, ridurre al minimo le conseguenze nocive per l'ambiente e il clima e configurare la riserva nel modo più idoneo a permettere il raggiungimento dello scopo perseguito. La maggior parte di questi criteri è direttamente applicabile dalla legge e non richiede ulteriori disposizioni a livello di ordinanza. Per quanto riguarda l'efficacia, l'articolo 9 capoverso 2 ORiEI precisa che essa va intesa come una disponibilità e una flessibilità elevate per quanto riguarda il prelievo. Inoltre, nel configurare la riserva, la EICom deve fare in modo che i diversi elementi che la costituiscono siano sfruttati in modo ottimale, in funzione dei loro punti di forza specifici.

Coordinamento con le misure previste dalla legge sull'approvvigionamento del Paese (LAP)

Secondo quanto previsto dall'ordinanza del 20 dicembre 2024 sull'organizzazione di crisi dell'Amministrazione federale (OCAF), l'organizzazione di crisi della Confederazione è composta da uno stato maggiore di crisi politico-strategico (SMCPS), uno stato maggiore di crisi operativo (SMCOp) e l'organizzazione di base per la gestione di crisi (OBGC). Mentre il primo è formato, in caso di crisi, dal Consiglio federale e il secondo dal dipartimento competente, la terza è un'organizzazione permanente dell'Ufficio federale della protezione della popolazione (UFPP), il cui compito è sostenere gli Uffici federali competenti nella preparazione alle crisi e nella loro gestione.

In caso di situazioni critiche sul fronte dell'approvvigionamento elettrico, conformemente all'articolo 8r LAEI il Consiglio federale coordina le interazioni tra la riserva di energia elettrica e le misure per l'approvvigionamento economico del Paese (AEP). A livello politico è attivato un comitato direttivo sotto l'egida del Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) e del Dipartimento federale dell'economia, della formazione e della ricerca (DEFR), mentre a livello strategico un gruppo direttivo interdipartimentale per l'energia, guidato dall'UFE, garantisce lo scambio di informazioni, tiene sotto costante controllo la situazione sul fronte dell'approvvigionamento energetico e coordina le eventuali misure. Nel gruppo direttivo sono rappresentati gli attori principali quali servizi dell'Amministrazione federale e dei Cantoni, associazioni di categoria e grandi aziende del settore energetico. In questo modo, tutte le informazioni rilevanti confluiscono verso un solo organismo e le necessità di intervento possono essere individuate tempestivamente.

A supporto del gruppo direttivo, la EICom riunisce uno stato maggiore di esperti per la sicurezza dell'approvvigionamento. Questo valuta l'andamento della situazione sul fronte dell'approvvigionamento elettrico e fornisce le basi tecniche per decidere gli interventi necessari. La direzione è affidata alla EICom e vi sono rappresentati anche la società nazionale di rete, l'UFE e l'Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese (UFAE). Lo stato maggiore permette di individuare tempestivamente i rischi, delineare scenari e opzioni d'intervento e preparare le basi decisionali. Uno strumento essenziale per valutare la situazione dell'approvvigionamento è il monitoraggio periodico che, sulla base della OOSE, la società nazionale di rete mette a disposizione dell'AEP.

Se si delinea una situazione di penuria energetica, il Consiglio federale coordina le interazioni tra la riserva di energia elettrica e le misure per l'AEP (art. 8r LAEI). Competente per l'AEP è il DEFR. È determinante adottare un approccio integrato: la riserva è un elemento dell'intero dispositivo, che può comprendere anche misure di gestione quali divieti e restrizioni dell'impiego di energia elettrica, contingentamenti e altri interventi ai sensi della legge federale del 17 giugno 2016¹¹ sull'approvvigionamento economico del Paese (legge sull'approvvigionamento del Paese, LAP). Non è possibile stabilire in anticipo l'ordine e l'interazione delle misure; spetterà al Consiglio federale decidere in merito, di fronte alla situazione concreta di penuria.

¹¹ RS 531

Disposizioni concernenti l'indennizzo per il prelievo

Nella presente ordinanza non vi sono disposizioni dettagliate relative all'indennizzo per il prelievo, quali figuravano invece nell'articolo 20 OREI. Ciò è dovuto alla nuova ripartizione delle competenze: secondo l'articolo 8b capoverso 2 LAEI, ora spetta alla EICom stabilire, con i valori di riferimento, anche i parametri che permettono di calcolare l'indennizzo per il prelievo. Un disciplinamento a livello di ordinanza risulta quindi superfluo. Il regime disciplinato dalla OREI prevedeva che, in caso di prelievo da parte della società nazionale di rete, i gestori ricevessero un indennizzo il cui ammontare veniva determinato in modo differenziato a seconda del tipo di riserva. Per quanto riguarda la riserva di energia idroelettrica, la società nazionale di rete calcolava l'indennizzo secondo le indicazioni della EICom. Per le centrali elettriche di riserva venivano rimborsati i costi della gestione dipendenti dall'utilizzo, in particolare i costi per i vettori energetici, la tassa sul CO₂, i diritti di emissione, l'impiego di personale e l'acqua necessaria per il funzionamento, integrati da un importo forfetario per i giorni in cui l'impianto doveva essere pronto per l'impiego. Per i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione, il rimborso dei costi di gestione variabili, compresi eventuali attestati, era calcolato secondo una metodologia analoga. Il calcolo si basava su parametri uniformi, stabiliti in anticipo dalla EICom, quali indici di prezzo per i combustibili e i diritti di emissione, garantendo così trasparenza e tracciabilità. Per evitare pagamenti doppi, la tassa sul CO₂ e l'imposta sugli oli minerali erano rimborsate solo nella misura in cui i gestori non potevano far valere altri diritti di rimborso.

Accordo sull'energia elettrica con l'Unione europea

L'Accordo sull'energia elettrica garantisce, a livello di diritto internazionale, l'integrazione della Svizzera nel sistema europeo e, in particolare, la disponibilità delle capacità di importazione. Ciò rende l'approvvigionamento più sicuro e riduce la necessità di una riserva di energia elettrica. L'approvvigionamento resta comunque soggetto a rischi e incertezze, quali la situazione geopolitica, le condizioni meteorologiche, il livello dei bacini di accumulazione svizzeri, la disponibilità delle centrali nucleari francesi e del gas in Europa.

Costituire o mantenere una riserva di energia elettrica in Svizzera è possibile anche con l'Accordo sull'energia elettrica. A determinate condizioni, infatti, il diritto europeo consente di adottare, a livello nazionale, misure volte a garantire l'approvvigionamento. Nell'analizzare il suo fabbisogno di riserva, la Svizzera può tenere conto delle sue peculiarità. Per le riserve esistenti che non sono ammesse dall'Accordo sull'energia elettrica è previsto un periodo transitorio di sei anni a partire dalla sua entrata in vigore. Alla scadenza di tale termine, queste riserve potranno continuare a essere gestite solo se conformi al diritto compatibile con l'Accordo. Con un Accordo sull'energia elettrica, per calcolare le capacità della riserva la Svizzera sarà obbligata a seguire il metodo applicato dall'UE, sul quale la EICom si basa in parte già oggi (fa eccezione la possibilità di tenere conto delle proprie peculiarità).

Nel quadro del progetto di legge per l'attuazione dell'Accordo sull'energia elettrica nella legislazione svizzera, saranno apportati anche i necessari adeguamenti rispetto alla legislazione europea in materia di riserva di energia elettrica, in particolare alle norme europee sui mercati della capacità. Saranno disciplinati anche, in particolare, il fabbisogno di riserva, le competenze, la neutralità tecnologica e la partecipazione transfrontaliera. A livello di ordinanza, questi adeguamenti andranno precisati in futuro.

3. Punti essenziali del progetto

Elementi costitutivi, condizioni di partecipazione e prelievo dalla riserva di energia elettrica

Secondo l'articolo 8c LAEI, la riserva di energia elettrica è costituita da una riserva di energia idroelettrica, una riserva termica (formata da centrali di riserva, gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione), una riserva legata a una riduzione del consumo (la cosiddetta «riserva nel consumo»)

e, eventualmente, in futuro, una riserva di stoccaggio¹². La ORiEI precisa questi elementi e le condizioni di partecipazione alla riserva di energia elettrica, e prevede disposizioni sulla sua durata. Seguono disposizioni d'esecuzione relative alla riserva idroelettrica, alla riserva termica e alla riserva nel consumo. L'attuazione e il prelievo dalla riserva di energia elettrica sono precisati attraverso indicazioni relative all'ordine di prelievo e disposizioni d'esecuzione su casi particolari di prelievo.

Riserva legata a una riduzione del consumo (riserva nel consumo)

La revisione della LAEI introduce lo strumento della riserva nel consumo. Questo strumento si basa sul principio che i grandi consumatori di energia elettrica – o gruppi di piccoli consumatori – limitino il loro consumo in caso di penuria. La partecipazione è volontaria e prevede il versamento di un corrispettivo. I partecipanti e il corrispettivo sono determinati nel quadro di bandi pubblici. I valori di riferimento per la riserva nel consumo sono stabiliti dalla EICOM. I bandi pubblici sono indetti dalla società nazionale di rete. Poiché le aziende che partecipano alla riserva nel consumo acquistano l'energia elettrica di cui hanno bisogno sul mercato, questa non è parte dell'ordine di prelievo, che scatta solo quando sul mercato non è più disponibile energia elettrica.

L'azienda che partecipa a questa riserva si impegna a ridurre il proprio consumo a una determinata potenza garantita, non appena e fintanto che il prezzo dell'elettricità sul mercato superi una soglia prestabilita (soglia di prezzo). Sia la potenza garantita sia la soglia di prezzo possono essere determinati dall'azienda stessa. Più la potenza garantita per la quale opta l'azienda è elevata, minore la quantità di elettricità riducibile per la quale riceverà il corrispettivo per la partecipazione. Determinante per la soglia di prezzo è che sia inferiore al massimo tecnico della borsa dell'energia elettrica per il giorno successivo nell'area di mercato Svizzera, attualmente pari a 4000 euro per MWh. Un'azienda che auspica di dover ridurre il meno possibile il proprio consumo, anche in caso di prezzi elevati dell'energia elettrica, fissa la soglia di prezzo a 3999,99 euro per MWh. Un'azienda che dà maggiore importanza ai profitti derivanti dalla rivendita dell'elettricità rispetto alle perdite dovute alla riduzione della produzione può fissare anche una soglia più bassa. In ogni caso, si preleverebbe energia dalla riserva nel consumo prima che la borsa raggiunga il prezzo massimo e prima che il mercato si squilibri, ossia prima che l'offerta sul mercato non sia più in grado di soddisfare la domanda.

In caso di prelievo, l'azienda non può attingere dalla rete più della potenza garantita. La quantità di elettricità così liberata può essere venduta dall'azienda sul mercato a prezzi elevati. Il Consiglio federale ritiene controproducente introdurre un ulteriore indennizzo sovrano per il prelievo: definire il volume da prelevare non è un'operazione di poco conto e potrebbe indurre a un consumo eccessivo poco prima del prelievo¹³. Il Consiglio federale rinuncia quindi alla possibilità di indennizzare il prelievo (art. 80 cpv. 3 LAEI). Oltre al corrispettivo per la partecipazione, l'azienda riceve un rimborso del supplemento per la riserva di energia elettrica in misura proporzionale alla sua partecipazione e in funzione della sua intensità elettrica. È compito della EICOM vigilare sull'adempimento, da parte delle aziende, dell'obbligo di ridurre il carico. A tal fine, essa può chiedere di consultare i contratti con i fornitori di elettricità e ordinare prelievi di prova.

Centrali di riserva smantellate o che restano in funzione

Se una centrale costruita per partecipare alla riserva di energia elettrica non viene più utilizzata, deve essere smantellata, in modo da evitare che le strutture cadano in rovina. I costi di smantellamento vengono rimborsati al gestore, a condizione che i lavori avvengano in modo rapido e a costi ragionevoli (art. 8j cpv. 1 LAEI). Si considera che lo smantellamento sia rapido se viene completato entro due anni

¹² Per il momento si rinuncia a una riserva di stoccaggio. Per l'accumulazione stagionale di energia elettrica, in Svizzera non esiste ancora una tecnologia che possa anche solo lontanamente entrare in competizione con l'energia idroelettrica.

¹³ In merito si rimanda allo studio commissionato dall'UFE «Ausgestaltung einer Schweizer Stromverbrauchsreserve», Con-sentec / ZHAW, ott. 2025.

(art. 28 cpv. 2). Se lo smantellamento dura di più, i costi sostenuti in seguito sono rimborsati solo se il gestore dimostra di aver fatto tutto il possibile per completare i lavori entro il termine previsto. Se il ricavo netto derivante dalla vendita delle parti di impianto supera i costi di smantellamento, il gestore è tenuto a versare l'eccedenza alla società nazionale di rete (art. 28 cpv. 4).

Qualora la centrale, dopo aver partecipato alla riserva di energia elettrica, continui a operare sul mercato come centrale ordinaria, il gestore deve rimborsare una parte adeguata dei corrispettivi ricevuti per la costruzione (art. 8j cpv. 2 LAEI). In questo modo si evita di offrire vantaggi competitivi ingiustificati nel mercato libero dell'energia elettrica, che porterebbero ad alterare involontariamente la concorrenza. La «quota adeguata dei corrispettivi» corrisponde al valore residuo dell'impianto e quindi al valore di mercato dell'impianto o delle sue parti al momento in cui cessa di far parte della riserva.

Costi e rimborso dei costi legati alla riserva di energia elettrica

Secondo l'articolo 14b LAEI, il consumatore finale che partecipa alla riserva nel consumo può ottenere, a determinate condizioni, il rimborso dei costi legati alla riserva di energia elettrica. Le disposizioni della ORiEI relative al rimborso di questi costi si allineano sulle disposizioni relative al rimborso del supplemento di rete (art. 37 segg. OEn¹⁴). Se ne allontanano solo laddove è necessaria una regolamentazione specifica. L'obiettivo è ridurre al minimo gli oneri supplementari per i partecipanti alla riserva nel consumo, seguendo la procedura di rimborso del supplemento di rete, che già conoscono.

Trasferimento dei contratti esistenti alla riserva termica

Al momento dell'entrata in vigore della LAEI riveduta e della ORiEI, la riserva di energia elettrica si troverà in una fase di transizione, poiché le centrali di riserva e i gruppi elettrogeni di emergenza esistenti sono stati acquisiti e messi sotto contratto dalla Confederazione. A medio termine, i contratti attualmente in corso per la riserva termica andranno trasferiti alla società nazionale di rete che, una volta entrata in vigore la LAEI riveduta, sarà responsabile per la gestione operativa della riserva di energia elettrica. Fino al trasferimento dei contratti alla società nazionale di rete, la Confederazione rimane il partner contrattuale dei fornitori di impianti destinati alla riserva di energia elettrica. Le fatture sono pagate dall'UFE. L'UFE fattura questi costi alla società nazionale di rete. La Confederazione ottiene i crediti necessari a tal fine e recupera le spese attraverso le fatture alla società nazionale di rete. Quest'ultima finanzia i pagamenti attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. In questo modo, le operazioni in questione non hanno alcun impatto sul bilancio della Confederazione.

Emissioni di CO₂

La LAEI stabilisce requisiti per la compensazione delle emissioni di CO₂ originate dagli impianti della riserva termica di energia elettrica. In merito, nella ORiEI figurano disposizioni sull'obbligo di compensare le emissioni di CO₂ e sul funzionamento della riserva termica senza emissioni supplementari di CO₂ fossile.

La revisione dell'ordinanza sul CO₂ riguarda l'indennizzo dei gestori di impianti bicomustibili nel sistema di scambio delle quote di emissioni (SSQE) qualora questi siano obbligati a cambiare combustibile (art. 19b della legge sul CO₂). Il nuovo articolo 46c dell'ordinanza sul CO₂ disciplina il rimborso degli eventuali costi supplementari causati dal cambio di combustibile (di norma olio da riscaldamento al posto di gas naturale). Se il cambio di combustibile causa un aumento delle emissioni di gas serra, i costi supplementari legati alla consegna dei diritti di emissione necessari sono rimborsati, a determinate condizioni. Inoltre, l'introduzione di un nuovo regime di compensazione per gli impianti di cogenerazione riguardo alle emissioni di CO₂ causate dalla produzione di energia elettrica (art. 32a della legge sul CO₂)

¹⁴ RS 730.01

è disciplinata dagli articoli 98a e 98b dell'ordinanza sul CO₂. Invece di un obbligo di investimento, per il gestore di un impianto di cogenerazione che non partecipa al SSQE e che non ha preso un impegno di riduzione si introduce un obbligo di compensazione. In cambio, ora ai gestori sarà restituita l'intera tassa sul CO₂ sui combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica.

Informazione del pubblico

Obiettivo della base legale costituita dagli articoli 55a LEn e 69c OEn è informare l'opinione pubblica svizzera sulla situazione dell'approvvigionamento energetico e sulla sua evoluzione nel tempo. A tale scopo, l'UFE raccoglie in modo sistematico le informazioni e gli indicatori essenziali, li riunisce e li rende accessibili al pubblico attraverso il portale informativo digitale «Dashboard sull'energia Svizzera». I dati raccolti devono consentire una panoramica a breve, medio e lungo termine della situazione sul fronte dell'approvvigionamento. Il portale informativo consente di identificare rapidamente i rischi per l'approvvigionamento energetico e di sensibilizzare la popolazione, l'economia e la politica sui temi della sicurezza dell'approvvigionamento, dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili. Inoltre, il portale pone le premesse per comunicare con la popolazione in modo trasparente e fattuale e favorisce il dibattito politico e sociale sull'approvvigionamento energetico. Per svolgere questo compito in modo efficiente, l'UFE deve poter disporre, su richiesta, delle informazioni e dei dati necessari in un formato adeguato, ossia digitale e leggibile da dispositivi automatici. Questo obbligo di informazione si rivolge in primo luogo ai gestori di infrastrutture energetiche, ai gestori di rete e ad altri servizi che sono già oggi in possesso di componenti essenziali dei dati richiesti. I dati che presentano aspetti economicamente sensibili non vengono pubblicati; i dati sono presentati esclusivamente in forma aggregata oppure sono utilizzati per sviluppare modelli. La raccolta e il trattamento dei dati avvengono per scopi specifici, nella misura in cui ciò sia necessario per attuare quanto previsto dall'articolo 55a LEn. Non viene effettuata alcuna raccolta di dati generale o su scala nazionale. Per la pubblicazione si utilizzano esclusivamente informazioni aggregate, anonimizzate e, di norma, differite nel tempo. In questo modo si garantisce che l'obbligo di informare stabilito dall'articolo 55a LEn rafforzi la trasparenza nei confronti dell'opinione pubblica, senza ledere gli interessi degni di protezione degli operatori che prendono parte al mercato o di singole persone.

4. Ripercussioni finanziarie, sull'effettivo del personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni

Nella prima fase di consolidamento della riserva di energia elettrica, per attuare le disposizioni previste la Confederazione dovrà mettere in conto un maggiore impegno, sia finanziario sia a livello di personale. Gli oneri aggiuntivi ricadranno principalmente sulla EICom, che dovrà definire le dimensioni della riserva, emanare le direttive relative alla sua costituzione, sorvegliarne il mantenimento, stabilire l'ordine di prelievo e occuparsi della rendicontazione periodica. Anche l'UFE dovrà sostenere costi di esecuzione supplementari, sia per le questioni relative alle dimensioni e alla configurazione, sia per il sostegno alle persone incaricate dei progetti, in collaborazione con le autorità cantonali e comunali competenti per le questioni di pianificazione e costruzione. Il maggiore fabbisogno finanziario (credito per beni e servizi) può essere compensato internamente. Il fabbisogno supplementare di personale presso l'UFE potrà essere coperto con le risorse esistenti. Presso la EICom il fabbisogno supplementare sarà di 1,5 equivalenti a tempo pieno. I mezzi finanziari necessari a tal fine saranno compensati internamente.

Le centrali elettriche di riserva hanno un impatto sul territorio e sull'ambiente, in particolare dei Cantoni e dei Comuni dove sono costruite. Oltre all'utilizzo di superfici, l'impatto è dovuto in particolare alle emissioni foniche, agli inquinanti atmosferici e ai gas climalteranti, tutti ambiti disciplinati da leggi federali. La Confederazione è in discussione con i Cantoni e i Comuni in cui saranno ubicate le centrali di

riserva. Mentre gli eventuali potenziamenti necessari per gli allacciamenti (elettricità e gas) sono autorizzati mediante una procedura federale, la costruzione e la gestione delle centrali di riserva sottostanno ad autorizzazioni di diritto cantonale. Per quanto riguarda le finanze e il personale, le ripercussioni possono essere tenute sotto controllo, sia per quanto riguarda i costi legati alle procedure di autorizzazione e alla comunicazione, sia per quanto riguarda gli effetti sull'economia regionale. Nei Comuni in cui sarà ubicata una centrale di riserva, le autorità dovranno affrontare un carico di lavoro supplementare. Una parte delle spese sostenute dai Comuni, dai Cantoni e dalla Confederazione sarà compensata attraverso gli emolumenti previsti da regolamenti in vigore.

Per quanto riguarda l'informazione dell'opinione pubblica («Dashboard sull'energia Svizzera»), non sono necessarie ulteriori risorse oltre ai mezzi finanziari già stanziati per il suo funzionamento. Per contro, vari servizi federali, così come i Cantoni e i Comuni, trarranno vantaggio dai dati che la Confederazione metterà a disposizione. La possibilità di integrare queste informazioni nella loro pianificazione e nei loro processi politici permetterà ai Cantoni e ai Comuni di risparmiare sui costi.

La precisazione introdotta nell'ordinanza sul CO₂, che stabilisce le condizioni di rimborso degli eventuali costi supplementari in caso di cambio di combustibile imposto (art. 46c), comporterebbe, se si presentasse una situazione di questo tipo, un onere aggiuntivo per le casse federali. I costi dipenderanno in larga misura dalla durata del cambio imposto e dai prezzi dei combustibili e dei diritti di emissione in vigore in quel momento. Per garantire in futuro un finanziamento che non incida sui costi a carico della Confederazione e che rispetti il principio di causalità, nell'ambito della politica climatica dopo il 2030 si valuterà in che modo questi costi potranno essere coperti, ad esempio con i proventi della vendita all'asta dei diritti di emissione.

5. Ripercussioni sull'economia, sull'ambiente e sulla società

La riserva di energia elettrica migliora la resilienza dell'approvvigionamento energetico, contribuendo a scongiurare o per lo meno mitigare una situazione di penuria. Va pertanto considerata come una soluzione di sicurezza. Inoltre, un approvvigionamento elettrico sicuro aumenta l'attrattiva della piazza economica svizzera. Costituire una riserva di energia elettrica permette anche di assegnare mandati a imprese e fornitori del settore energetico. Attraverso la tariffa per la riserva di energia elettrica, i costi della riserva sono trasferiti, come parte del corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto, ai consumatori di energia elettrica. La società nazionale di rete rivaluta la tariffa ogni anno e la pubblica nel corso del mese di marzo. Il calcolo si basa sui costi previsti per l'anno tariffario, più una compensazione delle coperture in eccesso o delle coperture insufficienti dei tre anni precedenti. Tale compensazione riduce le oscillazioni tariffarie. Attualmente, le voci di costo imputabili alla tariffa per la riserva di energia elettrica sono costituiti da due elementi: la riserva idroelettrica e la riserva termica con gruppi elettrogeni di emergenza e centrali elettriche. In futuro si aggiungeranno, quali ulteriori voci di costo, anche la riserva nel consumo e, se del caso, la riserva di stoccaggio. Per il 2026 la tariffa per la riserva di energia elettrica ammonta a 0,41 centesimi per kWh. Per un'economia domestica media con un consumo annuo di 4500 kWh, ciò corrisponde a un importo di circa 18 franchi l'anno. Per un'azienda ad alto consumo energetico che giunge a 10 GWh l'anno, ciò comporta una spesa supplementare di circa 41 000 franchi. Il Consiglio federale ritiene che questi costi siano accettabili, soprattutto considerato il danno che una penuria prolungata di energia elettrica potrebbe causare all'economia del Paese. Le aziende ad alto consumo energetico possono chiedere un rimborso (parziale) dei costi legati alla riserva di energia elettrica. Una delle condizioni è che partecipino alla riserva nel consumo.

In generale, l'impatto ambientale è limitato, in quanto gli impianti sono destinati a funzionare solo in caso di emergenza, come soluzione di sicurezza (eccezion fatta per test occasionali). Tuttavia, la legge prescrive che per alimentare le nuove centrali elettriche di riserva vadano utilizzati, in linea di principio,

«combustibili a bilancio neutro di CO₂». Nella ORiEI, questo termine viene ora precisato; si intende che il funzionamento delle centrali di riserva non deve causare emissioni dirette di CO₂ oppure che queste devono essere compensate da emissioni negative. Nel caso dei cinque progetti che hanno ottenuto l'aggiudicazione nel maggio 2025, il combustibile primario è HVO / HEFA (*hydrotreated vegetable oil / hydroprocessed esters and fatty acids*, ossia olio vegetale idrogenato / esteri e acidi grassi idrogenati). Qualora, in caso di penuria energetica prolungata, non fosse possibile procurarsi rifornimenti di combustibile rinnovabile in tempi utili, si potrebbe derogare a questo principio, ma le emissioni di CO₂ dovrebbero essere compensate mediante l'acquisto di certificati di emissione di CO₂. Ogni impianto della riserva di energia elettrica deve rispettare tutte le disposizioni di legge, in particolare i valori limite previsti dall'ordinanza del 16 dicembre 1985¹⁵– previsti dall'ordinanza del 16 dicembre 1985¹⁶ contro l'inquinamento fonico (OIF). Per ridurre le emissioni di ossido di azoto e di polveri fini sono installati catalizzatori SCR (*selective catalytic reduction*, riduzione catalitica selettiva) e filtri antiparticolato. L'ordine di prelievo emesso dalla ECom dà la priorità agli impianti che consentono di ridurre al minimo le emissioni di inquinanti e di CO₂.

La costituzione di una riserva nel consumo comporta che, in caso di crisi, l'approvvigionamento elettrico venga garantito non solo aumentando la produzione di energia elettrica, ma anche riducendone il consumo. La possibilità di partecipare a questa riserva spinge i grandi consumatori di elettricità a riflettere su come ridurre il proprio consumo in caso di penuria grave e di prezzi elevati. Nel determinare le dimensioni dei diversi elementi costitutivi della riserva si tiene conto in modo adeguato del contributo apportato dalla riduzione dei consumi. Così la riserva risulta complessivamente più diversificata e i mezzi possono essere ripartiti in modo più efficiente.

L'informazione dell'opinione pubblica sull'approvvigionamento e sulla sua evoluzione per ogni vettore energetico fornita dal «Dashboard sull'energia Svizzera» ha un impatto positivo sull'economia, sull'ambiente e sulla società. La trasparenza riduce le incertezze per tutti gli operatori che prendono parte al mercato. Queste informazioni possono contribuire a decisioni di investimento più solide e consentire miglioramenti e risparmi operativi, ad esempio evitando alle aziende di doversi procurare dati o modelli singolarmente. Inoltre, è utile alle organizzazioni istituite dalla Confederazione, dai Cantoni e dall'economia per entrare in azione in caso di crisi. Le informazioni migliorano le conoscenze della popolazione e la sensibilizzano sulla trasformazione del sistema energetico svizzero. Inoltre, i dati messi a disposizione consentono di analizzare più facilmente l'efficacia degli strumenti politici.

6. Commento ai singoli articoli

Ordinanza sulla riserva di energia elettrica (ORiEI)

Art. 1

Questa ordinanza prevede in primo luogo disposizioni d'esecuzione relative alla LAEI, concernenti in particolare la riserva di energia elettrica (art. 8b segg. LAEI). Disciplina la configurazione e l'attuazione della riserva di energia elettrica, allo scopo di garantire l'approvvigionamento elettrico in situazioni straordinarie. Il capoverso 2 elenca a titolo d'esempio i principali ambiti disciplinati dall'ordinanza (lett. a–e).

Art. 2 *Durata minima della partecipazione*

La definizione dei periodi minimi di partecipazione ai diversi elementi costitutivi della riserva di energia elettrica si basa in primo luogo sugli investimenti necessari e sulle condizioni quadro economiche e operative delle rispettive categorie di impianti.

¹⁵ RS 814.318.142.1

¹⁶ RS 814.41

Per la costruzione delle centrali elettriche di riserva saranno necessari investimenti compresi tra 1,5 e 3 milioni di franchi per MW di potenza installata. Si tratta di capitali ingenti, che possono essere ammortizzati solo su un arco di tempo prolungato. Il periodo di 15 anni stabilito dal presente articolo tiene conto dei normali tempi di ammortamento degli impianti elettrici e garantisce agli investitori la sicurezza di cui hanno bisogno per pianificare le loro attività.

La durata di cinque anni per i contratti riguardanti gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione tiene conto della complessità dei piani logistici necessari, in particolare per l'approvvigionamento di combustibile. Intervalli più ravvicinati tra un bando pubblico e l'altro comporterebbero un avviamento inefficiente tra i fornitori di servizi logistici e metterebbero a repentaglio la sicurezza dell'approvvigionamento. La durata contrattuale di cinque anni consente agli aggregatori di instaurare rapporti commerciali stabili con i singoli gestori di impianti, i quali sono tenuti a ricorrere ad aggregatori per partecipare alla riserva termica. Un gruppo elettrogeno di emergenza non può prendere parte alla riserva termica se non tramite un aggregatore. Lo stesso vale per gli impianti di cogenerazione con una potenza inferiore a 30 MW, mentre quelli con una potenza superiore possono stipulare un contratto direttamente con la società nazionale di rete.

La EICom è tenuta a definire i valori di riferimento e può anche prevedere durate minime più lunghe.

Art. 3 Notifica di casi sospetti

Quanto figurava a livello di ordinanza in merito alle sanzioni amministrative (art. 5b OREI) è ora in gran parte disciplinato a livello di legge. Ai sensi dell'articolo 8t LAEI, i partecipanti alla riserva di energia idroelettrica che non costituiscono riserve d'acqua o riserve di potenza, o le costituiscono soltanto in parte, oppure che non mettono a disposizione i loro impianti durante il periodo previsto, o li mettono a disposizione soltanto in parte, sono puniti con una sanzione amministrativa (art. 8t cpv. 1 lett. a–b LAEI). Lo stesso vale per i partecipanti alla riserva nel consumo che non rispettano le disposizioni del contratto di fornitura o non procedono al prelievo in modo conforme (art. 8t cpv. 1 lett. c LAEI). Se la società nazionale di rete sospetta che un partecipante stia violando le disposizioni legali o contrattuali, è tenuta a segnalarlo immediatamente alla EICom. Finora, l'obbligo di segnalare le violazioni dell'obbligo di costituire una riserva (idroelettrica) era sancito dall'articolo 5b capoverso 4 OREI.

Art. 4 Valori di riferimento

Questa disposizione riprende in parte l'articolo 2 OREI. La competenza di determinare i valori di riferimento spetta alla EICom.

Secondo il *capoverso 1*, la EICom determina e pubblica annualmente i valori di riferimento relativi alla riserva idroelettrica. Questi provvedimenti non costituiscono né norme giuridiche né decisioni amministrative in senso classico, ma piuttosto una tappa di concretizzazione. Hanno quindi carattere ibrido e la EICom può emanarle sotto forma di istruzioni. La società nazionale di rete svolge un compito pubblico ed è quindi vincolata a quanto determinato dalla EICom o alle istruzioni di questa. La differenza rispetto ad altri casi in cui sono previste istruzioni di servizio consiste nel fatto che la società nazionale di rete non è integrata in una struttura gerarchica generale assieme alla EICom.

Il *capoverso 2* riporta i valori di riferimento, in un elenco non esaustivo, a cominciare dalla quantità di energia da mantenere per l'intera riserva di energia idroelettrica (*lett. a*). Tale quantità viene ripartita, proporzionalmente al contenuto energetico dei singoli bacini di accumulazione, tra tutte le centrali idroelettriche partecipanti (cfr. art. 8f cpv. 1 LAEI). Le modalità di ripartizione erano finora disciplinate dall'articolo 2 capoverso 3 lettera a OREI. Per quanto riguarda il periodo (*lett. b*), non si tratta di indicare una durata astratta, bensì le settimane precise del calendario invernale, con le relative quantità di riserva. Il periodo più critico si situa verso la fine del semestre idrologico invernale, quando i bacini sono vuoti e poco prima dell'inizio del disgelo, quindi verso la fine di aprile. Oltre a garantire questa fase, si può ipotizzare la costituzione di una riserva nei mesi di gennaio, febbraio e marzo, quando il consumo di elettricità è più elevato e le importazioni sono soggette a incertezze. Durante questa fase i bacini sono

più pieni e, di conseguenza, mantenere in riserva quantità di energia anche maggiori è più conveniente. Inoltre, la EICom deve fornire indicazioni in merito alla ripartizione dell'energia tra più impianti di accumulazione (*lett. c*), alla potenza installata (*lett. d*), al prelievo e all'indennizzo dell'energia prelevata (*lett. e*). Tra gli ulteriori aspetti figurano anche il trattamento delle centrali partecipate (*lett. f*) e le prestazioni sostitutive che i gestori delle centrali elettriche devono fornire in caso di guasto imprevisto ai propri impianti (*lett. g*). Infine, la EICom deve stabilire i requisiti per evitare comportamenti di manipolazione del mercato (*lett. h*). Tra questi rientra, ad esempio, la ritenzione della potenza delle centrali elettriche sul mercato, al fine di provocare artificialmente un prelievo dalle riserve.

Art. 5 Partecipanti alla riserva di energia idroelettrica e portata dell'obbligo

Questa disposizione relativa ai partecipanti alla riserva di energia idroelettrica e alla portata dell'obbligo riprende in parte l'articolo 3a OREI. La facoltà della EICom di obbligare in via eccezionale i partecipanti anche a costituire riserve di potenza (finora disciplinata dall'art. 3a cpv. 4 OREI) è ora sancita nella legge (art. 8f cpv. 5 LAEI). In caso di controversia sull'obbligo di partecipazione o sulla sua portata è ovvio che la EICom può emanare una decisione (come finora disciplinato dall'art. 3a cpv. 5 OREI) e non occorre stabilirlo esplicitamente.

Capoverso 1: Anche l'obbligo di partecipazione è sancito nella legge (art. 8c cpv. 2 LAEI). Tuttavia, è necessario introdurre un'ulteriore precisazione in merito alle centrali partecipate. Ai sensi del *capoverso 1 lettera b*, tutti i partner, ovvero i titolari di quote, sono tenuti a partecipare. Ciò significa che anche i partner minori (ad es. Comuni) sono tenuti a costituire riserve.

Capoverso 2: Il campo di applicazione oggettivo dell'obbligo di partecipare è determinato dal contenuto massimo di energia (capacità di accumulazione). Il contenuto massimo di energia è misurato tenendo conto dell'intera cascata di produzione di un complesso di impianti collegati tra loro da un sistema idraulico e ottimizzati nel loro insieme. Il collegamento idraulico tra i singoli impianti si ha quando essi sono legati tra loro da un percorso idrico artificiale. Per essere considerati ottimizzati nel loro insieme, i singoli impianti devono essere gestiti e ottimizzati come un'unità.

Il contenuto massimo di energia (capacità di accumulazione) e i rapporti di proprietà o di partecipazione dovrebbero rimanere stabili nella maggior parte delle centrali idroelettriche ad accumulazione. Tuttavia, in caso di modifiche del contenuto massimo di energia oppure di cessioni o cambiamenti nei rapporti di proprietà o di partecipazione, il *capoverso 3* chiarisce che occorre fare riferimento alla situazione all'inizio dell'anno idrologico in corso. Se un gestore acquista una centrale ad accumulazione, ad esempio il 1° marzo, si verifica una modifica anche nella riserva, in quanto egli subentra nell'obbligo per il restante periodo di mantenimento della riserva. Ciò influirebbe probabilmente sul prezzo di acquisto. Nel rapporto interno tra i soggetti coinvolti non vi è praticamente spazio per regole derogatorie; la responsabilità nei confronti della riserva ricade comunque sul nuovo proprietario. Anche il contenuto massimo di energia di una centrale idroelettrica ad accumulazione è determinato in funzione della data di riferimento.

Capoverso 4: Per il calcolo della capacità di accumulazione e dei rapporti di proprietà o di partecipazione delle centrali idroelettriche ad accumulazione che sfruttano acque lungo i confini nazionali, si tiene conto solo quota corrispondente alla sovranità svizzera.

Capoverso 5: Le dimensioni della riserva idroelettrica e l'energia che i partecipanti devono costituire in proporzione (quantità da mantenere in riserva) sono stabiliti dalla EICom (art. 8b cpv. 2 LAEI). Eventuali cambiamenti nella situazione di approvvigionamento possono rendere la riserva idroelettrica predefinita insufficiente, richiedendo di conseguenza adeguamenti quantitativi (intesi come integrazione ai valori di riferimento definiti dalla EICom). Tali adeguamenti possono essere effettuati sulla base del *capoverso 5*. La EICom ha quindi la facoltà di ordinare un aumento o una riduzione, anche nel corso di un periodo di mantenimento della riserva già iniziato. Anche l'adeguamento è stabilito in modo proporzionale per i singoli soggetti obbligati a partecipare e quindi in modo equo per tutti. Se l'obbligo di partecipare alla riserva idroelettrica o la sua portata sono oggetto di controversia, la EICom emana una decisione (cfr. art. 22 cpv. 1 LAEI).

Art. 6 Ripartizione tra diverse centrali idroelettriche ad accumulazione e accordi sul mantenimento di energia in riserva

La presente disposizione disciplina i criteri di ripartizione, l'obbligo di ottenere l'autorizzazione dalla EICom e gli accordi tra i gestori. Essa riprende, con una modifica, l'articolo 4 OREI.

Capoverso 1: Sovente i gestori o i titolari di quote di centrali partecipate soggetti all'obbligo di partecipazione dispongono contemporaneamente di più centrali idroelettriche ad accumulazione che rientrano nella riserva di energia idroelettrica obbligatoria. La legge consente loro di decidere di moto proprio come ripartire tra i propri bacini di accumulazione la riserva che sono tenuti a costituire (cfr. art. 8f cpv. 2 LAEI). Nel caso delle centrali partecipate, ciò significa anche la ripartizione all'interno dello stesso bacino di accumulazione. Secondo l'articolo 8 capoverso 2, i partecipanti alla riserva di energia idroelettrica possono adempiere al loro obbligo anche con bacini di accumulazione con una capacità inferiore a 10 GWh. Tuttavia, questi devono essere idonei a svolgere tale funzione, ciò che vale solo per pochi bacini in tutto il Paese. In caso di controversie, la decisione spetta alla EICom. Il Consiglio federale pone dei limiti a questa libertà di fondo, sulla base dell'articolo 8f capoverso 3 lettera a LAEI. In primo luogo, è necessario evitare che la riserva – per l'intera riserva idroelettrica e per ciascun partecipante – sia ripartita in modo eccessivamente unilaterale su pochi bacini, poiché ciò comprometterebbe la disponibilità ottimale in caso di prelievo. Finora la EICom ha già fissato valori di riferimento per la ripartizione, ad esempio imponendo una quantità massima per ogni complesso di centrali idroelettriche collegate tra loro da un sistema idraulico. Queste (o analoghe) disposizioni continueranno a essere necessarie per limitare la libertà di fondo lasciata ai gestori.

Capoverso 2: Come previsto dall'articolo 8f capoverso 2 secondo periodo LAEI, i partecipanti alla riserva di energia idroelettrica possono stipulare accordi tra loro in merito alla gestione della riserva. L'ordinanza chiarisce che anche nel caso un partecipante si accordi con un altro, il primo rimane comunque responsabile nei confronti della EICom per il corretto adempimento degli obblighi che gli incombono in relazione alla costituzione della riserva. In caso di violazione di tali obblighi, egli deve attendersi eventuali interventi da parte della EICom e mettere in conto sanzioni amministrative ai sensi dell'articolo 8f LAEI.

Capoverso 3: La possibilità di accordarsi con un altro partecipante, incaricandolo di adempiere in propria vece all'obbligo di costituire una riserva idroelettrica, non implica però che i partecipanti possano spostare altrove e in qualsiasi momento la quantità che sono tenuti a mantenere in riserva. Per garantire il funzionamento della riserva idroelettrica è necessario introdurre limitazioni, il cui rispetto è garantito dall'obbligo di ottenere un'autorizzazione. La presente disposizione stabilisce che i partecipanti alla riserva di energia idroelettrica devono sottoporre alla EICom, per autorizzazione, le ripartizioni previste e gli eventuali accordi. In linea di principio, la EICom li autorizza. Un rifiuto da parte sua sarebbe opportuno solo se quanto previsto finirebbe per compromettere il corretto funzionamento della riserva idroelettrica, ad esempio se non rispettasse i valori di riferimento concernenti la ripartizione dell'energia o la potenza minima installata (cfr. EICom, «Valori di riferimento per la costituzione di una riserva idroelettrica nell'anno idrologico 2025/2026», n. 3.5 e 3.6).

Art. 7 Accordo sulla partecipazione alla riserva di energia idroelettrica

La disposizione relativa all'accordo sulla partecipazione alla riserva idroelettrica riprende sostanzialmente l'articolo 5 OREI. L'obbligo per la società nazionale di rete di stipulare un accordo con i partecipanti alla riserva si fonda ora sull'articolo 8n capoverso 1 LAEI e, quindi, sulla legge stessa. Nonostante la riserva sia annuale, rimane possibile stipulare accordi pluriennali, in modo da tener conto del fatto che i rapporti di proprietà e di partecipazione dovrebbero rimanere sostanzialmente stabili nel tempo, con pochi o rari cambiamenti.

Capoverso 2: Anche in questo modello, fondato su un obbligo di partecipazione, è necessario prevedere la stipula di accordi, poiché con i partecipanti alla riserva occorre regolare numerosi dettagli operativi e tecnici. Mentre per la maggior parte degli aspetti i dettagli sono stabiliti direttamente nell'accordo, per

quanto riguarda gli elementi centrali – ossia quelli che variano di anno in anno e sono pertanto dinamici (quantità da mantenere in riserva, periodo di riserva e indennizzo forfetario) – l'accordo si limita a riprendere quanto definito dalle autorità e che va pertanto applicato in concreto. L'elenco che figura al capoverso 2 non è esaustivo, nemmeno quello di cui alla *lettera a*. Tra i diversi aspetti da disciplinare, vi sono i lavori di revisione (*lett. c*), che sono ammessi, ma per i quali è opportuna una certa cautela. Se, ad esempio, si effettuassero lavori di revisione contemporaneamente in numerose centrali elettriche, ciò metterebbe a repentaglio il funzionamento affidabile della riserva. Sono importanti anche le restrizioni derivanti da eventuali prescrizioni della EICom per quanto riguarda la potenza da mantenere in riserva. In virtù del ruolo di vigilanza generale affidatole dall'articolo 22 LAEI, la EICom, alla quale devono essere notificati i lavori di revisione previsti, potrebbe vietare quelli che violerebbero l'accordo o che metterebbero a repentaglio la riserva. I dati che devono essere messi disposizione sulla base dell'articolo 1b OOSE (*lett. d n. 1*) non sono dati personali ai sensi della legislazione sulla protezione dei dati¹⁷.

Il *capoverso 3* è motivato dall'esigenza di ridurre al minimo gli oneri amministrativi che gravano, a monte, sulla società nazionale di rete. La disposizione è pensata per le centrali partecipate, nelle quali di solito la gestione è delegata a un partner, che è pertanto il gestore della centrale. Per le operazioni riguardanti la riserva è quest'ultimo che va considerato il servizio di riferimento. Di norma, il rapporto interno è regolato in modo tale che un'attività quale la costituzione della riserva sia coperta da ciò che gli (altri) partner hanno delegato a quello che si occupa della gestione operativa (lo scopo del cpv. 3 è consentire la conclusione di un accordo con l'impresa responsabile della gestione; il cpv. 3 copre anche i casi in cui la gestione non è affidata a uno degli associati).

Data l'importanza dell'impresa incaricata della gestione operativa, è opportuno che la società nazionale di rete possa stipulare direttamente con quest'ultima l'accordo sulla partecipazione alla riserva (fatto salvo il caso in cui un partner si opponga al fatto che l'impresa incaricata della gestione operativa agisca in sua rappresentanza per quanto riguarda la riserva, poiché in tal caso non sarebbe possibile stipulare l'accordo tra la società nazionale di rete e l'impresa incaricata della gestione operativa). In questo modo, è possibile integrare in un unico accordo anche gli aspetti tecnico-operativi che devono comunque essere regolati d'intesa con l'impresa incaricata della gestione operativa. Se tale integrazione non è possibile, questi aspetti devono essere regolati a parte (cfr. ultimo periodo).

Art. 8 Indennizzo forfetario e remunerazione per il mantenimento di potenza in riserva

Capoversi 1 e 2: L'articolo 8e capoverso 1 LAEI stabilisce che i partecipanti alla riserva idroelettrica ricevono ogni anno un indennizzo forfetario per mantenere in riserva la quantità di energia loro richiesta. La legge prevede che l'indennizzo per la costituzione di una riserva sia convenuto in anticipo, adeguato e forfetario, ossia che non tenga conto delle peculiarità delle singole centrali ad accumulazione. Inoltre, esso è stabilito in funzione dei ricavi non realizzati e considera la situazione attuale del mercato, la differenza di prezzo tra i mesi estivi e quelli invernali e il valore della flessibilità. Il metodo di calcolo utilizzato finora soddisfa tutti questi criteri e rimarrà pertanto invariato. L'indennizzo è calcolato secondo il seguente schema: la base è costituita dalla differenza di prezzo media su 30 giorni tra il trimestre invernale (gennaio–marzo) e quello primaverile successivo (aprile–giugno) sul mercato a termine svizzero. Il periodo di 30 giorni impedisce che le fluttuazioni di mercato possano influire a breve termine in maniera determinante. I trimestri sono stati scelti in modo da basare il calcolo dei prezzi su scambi sul mercato a termine quanto più liquidi possibile. Tuttavia, se le informazioni sui prezzi non fossero sufficienti, la EICom può ricorrere ad alternative. La EICom calcola annualmente l'indennizzo forfetario moderato e lo pubblica. Per l'indennizzo della flessibilità, la base è moltiplicata per un fattore di 1,3. Questo valore è stato determinato dalla EICom attraverso la modellizzazione di una generica centrale idroelettrica ad accumulazione. I ricavi sul mercato *day-ahead* sono stati simulati una volta con e una volta senza costituzione di riserve di energia. Per entrambi i casi la differenza di ricavo è stata messa in relazione con la differenza di prezzo tra il primo e il secondo trimestre civile. Il risultato è un fattore

medio, calcolato sugli ultimi cinque anni, compreso tra 1,2 e 1,3. Il modello ha ipotizzato una previsione di prezzo perfetta sul mercato *day ahead* per un'approssimazione della commercializzazione effettiva su tutti i mercati a breve termine. In caso di modifiche sostanziali nel parco centrali o nella struttura del mercato dell'energia elettrica, il fattore di flessibilità dovrà essere riconsiderato. Per concludere, la EICom stabilisce il tasso in euro per MWh. Per ogni singolo partecipante alla riserva, questo tasso è moltiplicato per la quantità di riserva che ha costituito, e si ottiene così l'indennizzo forfetario che gli spetta.

Il *capoverso 3* stabilisce come calcolare l'indennizzo forfetario nel caso in cui la quantità di energia da mantenere in riserva sia modificata in un secondo tempo. Se la quantità aumenta, è dovuto un indennizzo forfetario supplementare, calcolato con lo stesso metodo. Il periodo di tempo preso in considerazione per determinare il valore di base è quello dei 30 giorni che precedono la pubblicazione dei valori di riferimento modificati (con la nuova quantità di energia da mantenere in riserva). Ciò garantisce che l'indennizzo forfetario rifletta la situazione attuale del mercato. Se la quantità diminuisce, ciò corrisponde a uno scioglimento parziale della riserva. L'acqua così liberata è disponibile per lo sfruttamento abituale. In una situazione di questo tipo, si può presumere che la situazione sul fronte dell'approvvigionamento sia molto tranquilla e che, di conseguenza, i prezzi di mercato siano bassi. A causa del valore relativamente basso dell'acqua liberata, non è dovuto alcun rimborso.

Il *capoverso 4* riguarda l'ammontare della remunerazione per l'eventuale costituzione di una riserva di potenza ai sensi dell'articolo 8*f* capoverso 5 LAEI. Poiché una riserva di potenza rappresenta per il gestore di una centrale idroelettrica una restrizione maggiore rispetto a una riserva puramente energetica, è prevista una remunerazione supplementare. La EICom non stabilisce tale remunerazione in modo astratto e anticipato, bensì in base alla situazione concreta. Data la diversità dei motivi che giustificano una riserva di potenza, è difficile stabilire nella ORiEI criteri di calcolo concreti. Come l'indennizzo forfetario per la costituzione di una riserva di energia, anche la remunerazione per un'eventuale riserva di potenza deve essere adeguata. La EICom dovrà tenere conto delle rispettive situazioni; non si può escludere che l'indennizzo non venga fissato in modo unitario per tutti i diversi gestori (ad es. a seconda di quanto sono interessati).

Art. 9 Valori di riferimento e configurazione

La disposizione concretizza la competenza attribuita alla EICom di fissare i valori di riferimento per la riserva termica. Le dimensioni riguardano la potenza complessiva della riserva termica e la ripartizione tra i suoi diversi elementi costitutivi. I criteri di partecipazione comprendono requisiti tecnici e aziendali che possono essere differenziati a seconda della categoria di impianto. Tra questi figurano, ad esempio, le potenze minime e la disponibilità tecnica. Il periodo di disponibilità definisce il lasso di tempo in cui gli impianti devono essere fruibili per la riserva, che può essere orientato in funzione dei mesi invernali critici. I requisiti minimi di prontezza operativa definiscono concretamente la disponibilità tecnica all'impiego. Essi includono i tempi massimi di avvio, la durata operativa minima, il grado di disponibilità e i periodi di manutenzione, nonché le specifiche per lo stoccaggio e l'approvvigionamento di combustibile. Questi parametri devono tenere conto delle peculiarità delle diverse categorie di impianti. La durata massima di prelievo tiene conto dei limiti tecnici degli impianti termici, in particolare per quanto riguarda le scorte di combustibile e gli intervalli di manutenzione.

Il *capoverso 2* concretizza il mandato legale stabilito dall'articolo 8*b* capoverso 3 lettera b LAEI. «Una disponibilità elevata» significa che durante l'intero periodo previsto la possibilità di attingere energia dagli impianti deve essere altamente probabile. «Una flessibilità elevata» si riferisce alla capacità di fornire la piena potenza in breve tempo e di adattarla alle esigenze.

Art. 10 Eccezioni al requisito del doppio combustibile

Sono ipotizzabili casi in cui un impianto che non può funzionare con due combustibili sia necessario per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Si pensi all'impianto GT26 della società Ansaldo a Birr, che è una soluzione transitoria e può essere alimentato solo a gas.

Nel caso di impianti alimentati con combustibile liquido, la doppia alimentazione non è necessaria, a condizione che il combustibile sia stoccato in quantità sufficienti sul territorio svizzero e che la logistica di trasporto sia garantita. In questo modo l'approvvigionamento è garantito e l'obbligo di utilizzare un secondo combustibile comporterebbe solo costi più elevati, senza apportare nulla di più in termini di sicurezza.

Art. 11 Obblighi per i gestori di impianti di trasporto in condotta

Questa disposizione specifica l'articolo 8j LAEI, che obbliga i gestori di condotte per il trasporto di gas alle quali è allacciata una centrale di riserva a offrire ai gestori di quest'ultima condizioni di utilizzazione della rete confacenti all'impiego cui la centrale è destinata. Per «condizioni confacenti» si intendono prodotti giornalieri la cui disponibilità deve essere garantita ai gestori delle centrali di riserva.

Art. 12 Partecipazione di impianti di cogenerazione alla riserva termica

Capoverso 1: In base all'articolo 8k capoverso 3 LAEI, il Consiglio federale stabilisce che gli impianti di cogenerazione con una potenza inferiore a 30 MW sono considerati «piccoli impianti di cogenerazione». Come previsto dalla legge, questi devono partecipare alla riserva di energia elettrica attraverso aggregatori.

Capoverso 2: I gestori di impianti di cogenerazione con una potenza superiore a 30 MW possono scegliere se stipulare un contratto diretto con la società nazionale di rete o se partecipare attraverso un aggregatore. Questa flessibilità consente ai grandi impianti di scegliere la forma di partecipazione più adatta alle loro esigenze operative. La partecipazione diretta presuppone che il gestore dell'impianto abbia concluso con la società nazionale di rete un accordo sul prelievo.

Per i gruppi elettrogeni di emergenza, indipendentemente dalla loro potenza, la legge prevede l'obbligo di partecipare attraverso aggregatori.

Art. 13 Corrispettivo per gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione che partecipano attraverso aggregatori

La disposizione disciplina la struttura della remunerazione in caso di partecipazione di gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione attraverso aggregatori. La legge prevede due componenti di remunerazione distinte: il corrispettivo annuale (previsto dall'art. 8e cpv. 2 LAEI e che spetta ai gestori degli impianti) e l'importo forfetario per i servizi prestati (previsto dall'art. 8f cpv. 4 LAEI e che spetta all'aggregatore per i suoi servizi di aggregazione). La società nazionale di rete versa entrambe le remunerazioni all'aggregatore, il quale trasferisce il corrispettivo annuale ai gestori. Il capoverso 2 richiede che le due componenti siano indicate separatamente sia nell'offerta che nel conteggio. Ciò garantisce trasparenza e assicura che i flussi finanziari rimangano tracciabili. Se occorre intervenire per riequipaggiare gli impianti, anche le relative remunerazioni devono essere indicate separatamente. L'ammontare di tutte le remunerazioni risulta dalla procedura di gara. L'aggregatore include nell'offerta i costi dei suoi servizi, compresi i costi per acquisire capacità di produzione.

Per permettere di valutare le offerte in base ai criteri del bando pubblico, le singole voci relative al corrispettivo per i produttori, alla remunerazione per il servizio di aggregazione e ai costi per gli interventi di riequipaggiamento devono essere indicate separatamente nelle offerte e nei conteggi.

Art. 14 Impiego di gruppi elettrogeni di emergenza e di impianti di cogenerazione durante il periodo di disponibilità

L'articolo 8k capoverso 4 lettera b LAEI autorizza il Consiglio federale a prevedere deroghe al divieto generale di utilizzazione durante il periodo di disponibilità. La presente disposizione si fonda su tale possibilità. Secondo l'articolo 8k capoverso 4 lettera a LAEI, il Consiglio federale può prevedere di escludere dalla partecipazione alla riserva di energia elettrica gli impianti di cogenerazione che ricevono un sostegno finanziario. Attualmente non esistono basi legali per versare un sostegno finanziario agli impianti di cogenerazione. Non si fa quindi uso della competenza di cui all'articolo precedente.

L'utilizzazione propria è consentita solo in situazioni eccezionali, ovvero in caso di interruzioni della rete o di grave penuria. In tali circostanze, la priorità è data al mantenimento delle funzioni operative critiche. Nel caso degli impianti di cogenerazione, per utilizzazione propria si intende solo la produzione di energia elettrica e non lo sfruttamento per ottenere calore. Poiché durante l'utilizzazione propria l'impianto non è disponibile per la riserva, il corrispettivo viene ridotto in proporzione. Ciò garantisce che venga remunerata solo l'effettiva disponibilità.

Le prestazioni di servizio relative al sistema possono essere fornite a condizione di non compromettere la funzione primaria per la riserva di energia elettrica. La società nazionale di rete verifica caso per caso se la fornitura di queste prestazioni è compatibile con la disponibilità immediata a un prelievo. Per le prestazioni di servizio relative al sistema non è prevista alcuna riduzione del corrispettivo, in quanto l'impianto rimane a disposizione per la riserva. Per la riserva nel consumo non è necessaria una disposizione di questo tipo, in quanto i partecipanti hanno la possibilità di essere attivi in generale sul mercato dell'energia elettrica.

Art. 15 Rimunerazione dei costi per il riequipaggiamento di gruppi elettrogeni di emergenza

Questa disposizione concretizza la facoltà sancita dall'articolo 8m LAEI. Rimunerare i riequipaggiamenti serve a garantire la capacità necessaria, per la riserva termica, di gruppi elettrogeni di emergenza conformi alle norme ambientali.

La remunerazione dei riequipaggiamenti è subordinata al soddisfacimento di due condizioni cumulative: l'intervento deve essere necessario dal punto di vista ambientale e deve consentire di raggiungere le dimensioni auspiccate della riserva. In questo modo si evita di remunerare il riequipaggiamento di impianti già sufficientemente conformi. Questa sussidiarietà garantisce un impiego efficiente delle risorse.

Gli interventi di riequipaggiamento che possono essere remunerati comprendono in primo luogo il montaggio di catalizzatori SCR (per ridurre le emissioni di ossidi di azoto) e di filtri antiparticolato. Queste tecnologie si sono dimostrate efficaci per adeguare i gruppi elettrogeni di emergenza già disponibili ai valori limite di emissione richiesti per motori a combustione stazionari. L'apertura operata dal *capoverso 2 lettera c* permette di remunerare anche altre misure tecnicamente necessarie.

La durata minima dell'obbligo di partecipazione, pari a cinque anni, è sancita dall'articolo 2 capoverso 1 lettera c. Essa garantisce che gli investimenti finanziati con fondi pubblici contribuiscano a lungo termine alla sicurezza dell'approvvigionamento.

Art. 16 Accordo sulla partecipazione alla riserva termica

Capoverso 1: Oltre alle disposizioni della ORIeI e ai valori di riferimento stabiliti dalla ECom, la base per le attività dei partecipanti alla riserva termica è costituita principalmente dall'accordo concluso da ognuno di essi con la società nazionale di rete. Gli accordi devono essere uniformi. Tuttavia, considerata la diversità degli impianti (centrali elettriche di riserva, gruppi elettrogeni di emergenza, impianti di cogenerazione), potranno rendersi necessarie delle deroghe.

Capoverso 2: Nel caso di gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione con una potenza inferiore a 30 MW, la società nazionale di rete non stipula l'accordo con i singoli gestori degli impianti, ma con l'aggregatore. Ciò corrisponde al requisito posto dall'articolo 15 capoverso 1 per quanto riguarda la partecipazione alla riserva termica.

Capoverso 3: La disposizione elenca i contenuti essenziali dell'accordo. Questo elenco rende necessarie numerose regolamentazioni. Ciò significa, ad esempio, che per quanto riguarda la durata e il periodo di disponibilità (*lett. b e c*) occorre regolamentare anche il corrispondente fabbisogno di vettore energetico e che, nella regolamentazione relativa ai test di operatività (*lett. e*), occorre tenere conto del tipo di impianto e delle sue specificità. La *lettera g* richiede esplicitamente una disposizione relativa alla quantità minima del vettore energetico utilizzato nell'impianto che va mantenuto in riserva. La *lettera h* garantisce che nell'accordo siano stabiliti gli obblighi di informazione e notifica nei confronti dell'organo di

cui all'articolo 8u LAEI. La pena convenzionale (*lett. i*) serve a garantire il rispetto dell'obbligo di costituire una riserva; per la configurazione della riserva termica possono essere rilevanti aspetti diversi da quelli presi in considerazione per la riserva idroelettrica.

Capoverso 4: La disposizione costituisce il secondo livello di una serie di accordi: mentre il capoverso 1 disciplina il rapporto tra la società nazionale di rete e l'aggregatore, il capoverso 4 riguarda il rapporto tra l'aggregatore e i singoli gestori di impianti. In questo secondo rapporto, gli obblighi devono essere trasferiti in modo tale che i gestori utilizzino correttamente gli impianti al servizio della riserva. Per questi accordi sono rilevanti essenzialmente gli stessi contenuti del capoverso 3, in forma adattata. Inoltre, la società nazionale di rete può concordare con i gestori ulteriori dettagli di natura tecnica.

Capoverso 5: Anche in caso di obbligo imposto dal DATEC sulla base dell'articolo 8c capoverso 6 LAEI, è necessaria una base giuridica e di lavoro per disciplinare tutti gli aspetti relativi all'impiego della riserva. I contenuti dell'accordo uniforme diventano parte integrante dell'obbligo. Se i gestori e la società nazionale di rete non riescono a raggiungere un accordo o se le circostanze richiedono una regolamentazione diversa, il DATEC può, se necessario, decidere ulteriori contenuti o discostarsi dall'accordo uniforme.

Art. 17 Valori di riferimento

Analogamente ai metodi di gestione consolidati che riguardano la riserva di energia idroelettrica, anche per la riserva nel consumo la ECom emana, sotto forma di istruzione, i valori di riferimento necessari per l'attuazione pratica. Oltre alle dimensioni (*lett. a*), è fondamentale definire i criteri di partecipazione (*lett. b*) quali, ad esempio, una quantità minima di potenza o di energia elettrica riducibile. Se la quantità minima non è raggiunta, l'offerta deve essere raggruppata con altre e presentata attraverso un aggregatore. Tra i criteri di partecipazione figurano anche requisiti minimi relativi ai margini del sistema, che definisce quali punti di misurazione deve includere un'offerta. Ad esempio, non avrebbe molto senso se l'offerta potesse comprendere un solo impianto di produzione, quando la stessa azienda dispone di un impianto di scorta che non partecipa alla riserva. In un caso del genere, al momento del prelievo si potrebbe passare all'impianto di scorta e, in definitiva, non ne risulterebbe alcun consumo di energia elettrica in meno. Occorre fare in modo che tutti i punti di misurazione in Svizzera dello stesso settore d'attività di un'azienda siano compresi entro i margini del sistema. Analogamente, occorre escludere i punti di misurazione attraverso i quali l'energia elettrica potrebbe essere immessa nell'azienda al di fuori dei margini del sistema. Si pensi, ad esempio, a un parco veicoli elettrici che, in caso di prelievo, sono ricaricati al di fuori dell'azienda e possono reimmettere energia elettrica localmente. Inoltre, i criteri di partecipazione devono stabilire se e a quali condizioni è possibile ritirare offerte e se è consentito scambiare punti di misurazione. Infine, i criteri di partecipazione comprendono anche le condizioni del contratto con il fornitore di energia elettrica. Tra queste figura, ad esempio, l'obbligo di informare i (pre)fornitori della quantità di energia che si libera in caso di prelievo. Un altro criterio opportuno potrebbe essere quello di limitare il diritto di partecipazione ai contratti di fornitura che riflettono in modo adeguato i prezzi di mercato.

Un altro valore di riferimento fondamentale è la metodologia utilizzata per determinare il consumo di riferimento (*lett c*) e, di conseguenza, il consumo garantito (cfr. art. 18). Il consumo di riferimento è una misura del consumo energetico di un'azienda in condizioni normali. La quantità di elettricità riducibile è data dalla differenza tra il consumo di riferimento e il consumo garantito per il quale l'azienda ha optato. A questo proposito, la ECom stabilisce anche se la potenza garantita – durante il periodo in cui è necessario mantenere la riserva – deve avere un valore costante o se è ammesso anche un profilo (quartario) nel quale siano delineati, ad esempio, i ritmi diurni / notturni dell'elettricità attinta. Per il consumo di riferimento è probabile che siano rilevanti sia una stima ex ante basata sul consumo nel tempo, ad esempio durante i cinque anni precedenti, sia un conteggio ex post basato sul consumo effettivo. La stima ex ante è necessaria per determinare nel bando pubblico il volume di riserva disponibile. Il conteggio del corrispettivo per la partecipazione avviene quindi, logicamente, ex post in base al consumo effettivo. Inoltre, sarà probabilmente necessario procedere a una ponderazione del consumo di riferimento. Nel caso più semplice, il consumo viene ponderato in modo uniforme per tutti i mesi invernali.

Tuttavia, potrebbe essere opportuno applicare anche un sistema di ponderazione più complesso, basato sul prezzo dell'elettricità, in modo da ridurre l'incentivo a spostare il consumo di energia elettrica nel periodo in cui è necessario mantenere la riserva, aumentando così la quantità di elettricità riducibile e, di conseguenza, il corrispettivo per la partecipazione. Ulteriori dettagli su questo cosiddetto «derating» figurano nello studio sulla configurazione della riserva di consumo¹⁸.

È necessario, inoltre, definire la struttura e i contenuti delle offerte per il bando pubblico (*lett. d*). In particolare, nell'offerta devono essere indicati la potenza garantita, i dati relativi al consumo di riferimento e ai punti di misurazione presi in considerazione, nonché l'importo del corrispettivo per la partecipazione.

Bisogna anche stabilire le modalità del bando pubblico (*lett. e*). Queste comprendono la frequenza e le date di indizione, nonché la procedura per determinare il prezzo (procedura a prezzo d'offerta o procedura a prezzo uniforme). La EICom può rendere noti in anticipo un valore obiettivo o un intervallo di valori per il volume di elettricità riducibile da acquistare. Tuttavia, al fine di ottenere il miglior rapporto costi / benefici possibile, può anche subordinare il volume acquistato ai costi offerti. La EICom è libera di pubblicare i risultati anonimizzati del bando pubblico. In particolare, la comunicazione delle soglie di prezzo con i corrispondenti volumi di riduzione garantirebbe maggiore trasparenza a tutti gli operatori che prendono parte al mercato.

Nei valori di riferimento, la EICom stabilisce inoltre il periodo di disponibilità della riserva e la durata massima del prelievo (*lett. f e g*). Di solito, la riserva deve essere disponibile nei mesi invernali critici. Tuttavia, è ipotizzabile anche una disponibilità sull'arco di tutto l'anno, al fine di coprire il caso molto improbabile, ma non del tutto escluso, di una penuria critica al di fuori dell'inverno. Ciò sarebbe coerente con il rimborso del supplemento per la riserva, che avviene sull'arco di tutto l'anno.

Per garantire che, in caso di necessità, la riserva nel consumo funzioni in modo affidabile, può essere opportuno effettuare dei prelievi di prova. A tal fine, la EICom stabilisce le disposizioni necessarie (*lett. h*). È importante che le aziende non subiscano perdite significative. Ad esempio, può essere opportuno limitare un prelievo di prova a poche ore o simulare la riduzione del carico solo nella misura necessaria a garantire il funzionamento delle procedure di prelievo, senza per questo causare un'interruzione completa della produzione industriale.

Art. 18 Quantità di elettricità di cui è possibile ridurre il consumo e corrispettivo per la partecipazione

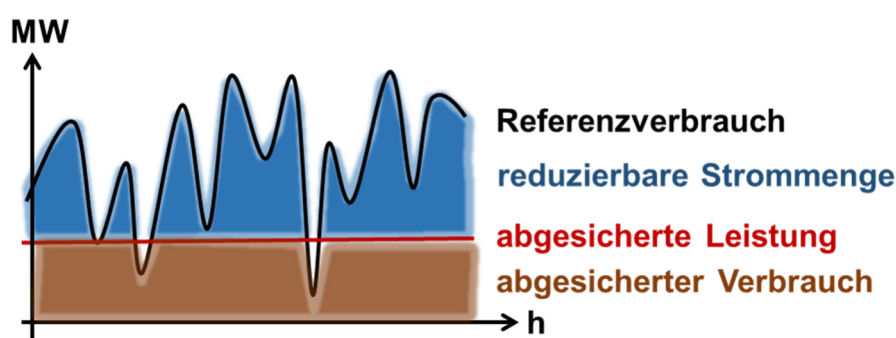


Figura: Determinazione della quantità per la riserva nel consumo

Le aziende che partecipano al bando pubblico per la riserva nel consumo determinano autonomamente la quantità di energia con la quale desiderano contribuire. In casi estremi, si dichiarano disposte a non attingere più energia dalla rete durante un prelievo. Ma possono anche decidere di mantenere, durante un prelievo, un funzionamento minimo o parziale. In ogni caso, un'azienda indica la potenza massima che può ancora attingere dalla rete in caso di prelievo (potenza garantita). La quantità di energia che

¹⁸ Studio commissionato dall'UFE «Ausgestaltung einer Schweizer Stromverbrauchsreserve», Consentec / ZHAW, ott. 2025.

un'azienda immette nella riserva (quantità di elettricità riducibile) è calcolata sulla base del suo consumo abituale (consumo di riferimento) meno il consumo garantito (v. figura sopra). Se, ad esempio, un'azienda è disposta a non attingere alcuna energia elettrica dalla rete in caso di prelievo (potenza garantita = 0), parteciperà alla riserva con il suo intero consumo abituale. Per evitare incentivi distorti, può essere opportuno sottoporre a ponderazione il consumo di riferimento (si veda quanto spiegato in merito all'art. 17). Va inoltre osservato che un consumo di elettricità ridotto a seguito di un prelievo dalla riserva contribuisce al rispetto di un eventuale contingentamento ai sensi della LAP, poiché tale prelievo non è rilevante per calcolare il contingente (a tal fine si utilizza come base di calcolo il consumo di energia elettrica dello stesso mese durante l'anno precedente; cfr. scheda informativa del DEFR sulle misure in caso di penuria di energia elettrica). Non è tuttavia consentito rivendere, nel quadro degli scambi di contingenti, un superamento del contingentamento derivante da un prelievo dalla riserva, poiché ciò annullerebbe l'effetto della riserva stessa.

Il prezzo per il mantenimento di una riserva è determinato nel bando pubblico (in fr. per MWh). Moltiplicando tale prezzo per la quantità di elettricità riducibile (in MWh) si ottiene il corrispettivo che un'azienda riceve per la partecipazione alla riserva.

Art. 19 Prezzi di mercato rilevanti per il prelievo

Sul cosiddetto mercato *day-ahead* della borsa europea EPEX SPOT per lo scambio dell'energia elettrica, ogni giorno alle ore 11 sono messi all'asta i blocchi orari per il giorno successivo per l'area di mercato Svizzera. Se il prezzo di mercato risultante in un determinato blocco orario supera la soglia di prezzo stabilita nel contratto tra il consumatore finale e il fornitore, durante quell'ora il consumatore finale può prelevare dalla rete la potenza garantita, ma non di più. Se in futuro la borsa svizzera dovesse passare a blocchi di negoziazione di un quarto d'ora, saranno questi i prezzi ai quali riferirsi per stabilire se la soglia di prezzo è superata.

Art. 20 Divieto di compensare la riduzione del consumo

La riserva nel consumo ottiene l'effetto perseguito solo se un prelievo comporta effettivamente una riduzione del consumo di energia elettrica. Il *capoverso 1* stabilisce pertanto che, in caso di prelievo, non è consentito compensare in un altro punto la limitazione di quanto è possibile attingere dalla rete. Stabilendo criteri di partecipazione adeguati, la EICOM cerca di escludere a priori un comportamento di questo tipo (ad es. obbligando a rendere pubblici eventuali contratti di copertura). Se, nonostante tutto, in caso di prelievo il consumo di energia elettrica dei punti di misurazione partecipanti è stato compensato altrove (in punti di misurazione che non partecipano alla riserva), si applicano le sanzioni amministrative e le multe previste rispettivamente dagli articoli 8^f e 29 LAEI.

Il *capoverso 2* stabilisce che i gruppi elettrogeni di emergenza o gli impianti di cogenerazione che partecipano alla riserva termica non possono partecipare anche alla riserva nel consumo.

Art. 21 Ordine di prelievo

Questa disposizione riprende con lievi modifiche l'articolo 17 OREI.

I requisiti e i criteri da considerare per il prelievo dalla riserva devono essere distinti dai criteri che, secondo l'articolo 8^b capoverso 3 LAEI, vanno applicati nella configurazione della riserva. Nel caso dell'ordine di prelievo, si tratta quindi della sequenza che va rispettata, mentre nel caso dei criteri di configurazione, si tratta dei requisiti relativi alla costituzione della riserva.

Il prelievo dei singoli elementi costitutivi della riserva è un'operazione impegnativa. A seconda della situazione e della problematica che si presenta, occorre adottare un coordinamento e stabilire priorità ragionevoli tra i diversi elementi costitutivi. Definire a livello di ordinanza le disposizioni dettagliate necessarie a tal fine non sarebbe opportuno. Spetta alla EICOM determinarle nel quadro di un ordine di prelievo, sulla base delle presenti disposizioni. Come nel caso dei valori di riferimento da determinare sulla base degli articoli 4, 9 e 17, nel caso dei requisiti e dei criteri per il prelievo non si tratta né di una norma di legge né di una decisione amministrativa. Si tratta piuttosto di una tappa di concretizzazione

nell'applicazione del diritto e la EICom può emanare disposizioni, ad esempio in un'istruzione, poiché l'ordine di prelievo è rivolto alla società nazionale di rete, che si occupa di attuare quanto necessario. Il prelievo dalla riserva nel consumo non rientra in questo ordine. La riserva nel consumo è attivata attraverso un segnale di mercato. Non appena i prezzi di mercato superano la soglia stabilita nel contratto tra il consumatore finale e il fornitore di elettricità, il consumatore finale deve ridurre il proprio consumo alla quantità concordata (cfr. art. 8g cpv. 1 LAEI). Di norma, quindi, si «preleva» dalla riserva nel consumo prima di prelevare dagli altri elementi costitutivi della riserva.

Nel *capoverso 2* sono riportati gli aspetti principali e i criteri da rispettare per l'ordine di prelievo. In questo contesto, il tipo di penuria e la disponibilità delle diverse riserve energetiche rivestono un ruolo importante. Se, ad esempio, l'acqua nei bacini di accumulazione è scarsa, ma i combustibili per le centrali elettriche di riserva sono disponibili in quantità sufficiente, è preferibile utilizzare le seconde. Oltre alla disponibilità di energia che si delinea, conta anche quella di potenza. La riserva idroelettrica tende ad avere una potenza elevata, ma una quantità limitata di energia a disposizione, mentre per le centrali elettriche di riserva è esattamente il contrario. Per periodi di penuria prolungati, le centrali elettriche di riserva sono quindi più importanti, mentre la riserva idroelettrica serve principalmente a colmare una penuria a breve termine, in inverno o in primavera. A condizione che non vi siano controindicazioni tecniche (si veda a tal proposito il criterio espresso dal cpv. 2 lett. c, ossia «emissioni foniche e di sostanze inquinanti ridotte e effetti sul clima ridotti») la riserva idroelettrica è utilizzata in via preferenziale.

L'ordine di prelievo dovrà tenere conto anche delle diverse emissioni generate dalle centrali elettriche di riserva. Le emissioni delle centrali termiche alimentate a combustibili fossili variano notevolmente a seconda della tecnologia utilizzata. L'impatto ambientale delle centrali di riserva dipende quindi non solo dalla loro durata di impiego o dalla quantità di elettricità prodotta, ma anche in larga misura dalla sequenza con cui vengono messe in funzione. Inoltre, è necessario considerare che l'impatto sulla qualità dell'aria può variare notevolmente a seconda dell'ubicazione e delle condizioni meteorologiche. Al fine di ridurre al minimo l'impatto ambientale, l'ordine di prelievo dà la priorità agli impianti con un carico di emissioni ridotto.

Art. 22 Prelievo in caso di squilibrio di mercato

Di norma, l'offerta di energia elettrica sul mercato è sufficiente a coprire completamente la domanda. Tuttavia, in caso di penuria può accadere che, per alcune ore, la domanda superi l'offerta (squilibrio del mercato). In tal caso la società nazionale di rete attinge alla riserva di energia elettrica e i gestori che partecipano alla riserva sono tenuti a comunicare la potenza e l'energia disponibili (cpv. 1 lett. a). I gruppi di bilancio che necessitano di un prelievo dalla riserva comunicano il loro fabbisogno di elettricità per il giorno successivo (lett. b). Queste informazioni servono alla società nazionale di rete per calcolare la quantità che occorre prelevare. La gestione operativa del prelievo è compito della società nazionale di rete (art. 8b cpv. 6 LAEI).

Art. 23 Casi particolari di prelievo

L'articolo 8p capoverso 6 lettera a LAEI permette al Consiglio federale di prevedere, per i casi particolari di cui ai numeri 1–4, un ricorso alla riserva anche in assenza di uno squilibrio del mercato. Con la presente disposizione, il Consiglio federale si avvale di tale competenza e precisa le condizioni per il prelievo in casi particolari. Questi erano già parzialmente definiti all'articolo 19 capoversi 1–3 OREI. Il capoverso 2 lettera c aggiunge ora la possibilità di ricorrere alla riserva anche a scopo di verifica.

Il *capoverso 1* permette alla società nazionale di rete di ricorrere alla riserva di energia idroelettrica e alla riserva termica qualora la stabilità della rete sia compromessa. L'adozione di provvedimenti volti a garantire la stabilità della rete è un compito della società nazionale di rete sancito dalla LAEI (cfr. art. 20 cpv. 2 lett. c e art. 20a LAEI).

Il *capoverso 2* consente alla EICom di ordinare il prelievo dalla riserva di energia idroelettrica e dalla riserva termica nelle situazioni specificate alle lettere a–c. Anche in questi casi la gestione operativa del prelievo è compito della società nazionale di rete.

Tra le situazioni previste, la *lettera a* menziona il caso di accordi internazionali di solidarietà. Attualmente la Svizzera non ha concluso accordi di solidarietà nel settore dell'energia elettrica che prevedano un obbligo concreto e vincolante in tal senso. Qualora in futuro dovessero essere stipulati accordi di questo tipo, la presente disposizione costituisce la base per ordinare un prelievo anche in assenza di uno squilibrio del mercato. Mentre la OREI attribuiva la competenza di ordinare il prelievo alla società di rete nazionale, ora appare opportuno che tale competenza sia attribuita alla EICom. Il motivo è che un accordo di solidarietà, in particolare per quanto riguarda i presupposti per attivare i meccanismi che esso comporta, potrebbe contenere termini che richiedono un'interpretazione, nonché valutazioni e apprezzamenti basati su proiezioni. Interpretazioni e valutazioni di questo tipo devono essere demandati all'autorità di regolamentazione.

La *lettera b* menziona il prelievo da una centrale di riserva allo scopo di alimentare ulteriormente la riserva idroelettrica se, in caso contrario, la riserva idroelettrica con ogni probabilità non fosse sufficiente a garantire l'approvvigionamento elettrico nella seconda parte dell'inverno. È ipotizzabile che nel corso dell'inverno si verifichi una situazione in cui, a causa di cambiamenti nell'approvvigionamento (ad es. una massiccia riduzione delle capacità di importazione di energia elettrica prodotta all'estero) la riserva idroelettrica nelle dimensioni previste non sia sufficiente. Per distorcere il meno possibile il mercato, l'energia supplementare prodotta dalle centrali elettriche non è venduta sul mercato, bensì fornita ai gestori delle centrali idroelettriche ad accumulazione che partecipano alla riserva idroelettrica. L'energia elettrica che sarebbe stata prodotta da una centrale idroelettrica ad accumulazione è quindi sostituita dall'energia elettrica proveniente da una centrale di riserva. L'acqua così «risparmiata» entra a far parte della riserva idroelettrica, che in tal modo aumenta. I criteri per operare questo aumento della riserva idroelettrica vanno interpretati in modo molto restrittivo, altrimenti sarebbero scavalcate misure più adeguate basate sul mercato, ad esempio la riduzione del consumo di elettricità o investimenti nella produzione di elettricità (rinnovabile). Poiché le decisioni in merito alla costituzione della riserva di energia elettrica e alle sue dimensioni competono alla EICom (art. 8b cpv. 2 primo periodo LAEI), è logico che sia questa a ordinare il prelievo da una centrale di riserva per lo scopo in questione. La EICom può basarsi sui risultati di analisi a breve termine riguardanti la sicurezza dell'approvvigionamento e anche su criteri quali un livello dei prezzi costantemente elevato sui mercati a termine. Essa stabilisce la procedura da seguire e impartisce le relative istruzioni alla società nazionale di rete.

Secondo la *lettera c*, la EICom può ordinare il prelievo dalla riserva di energia idroelettrica e dalla riserva termica per verificare che gli impianti partecipanti siano disponibili e pronti all'impiego. Ciò può avvenire nell'ambito di un test su scala nazionale o riguardante singoli impianti, su iniziativa propria o su richiesta dei gestori. Un test di disponibilità a livello nazionale è stato effettuato con successo nell'ottobre 2023 per quanto riguarda i processi e nel febbraio 2024 per quanto riguarda l'energia¹⁹. L'esecuzione di un test di questo tipo è estremamente complessa e esige pianificazione, consultazione e coordinamento da parte delle diverse parti coinvolte. Ad esempio, nel caso di un test riguardante l'energia, occorre stabilire come utilizzare l'energia prodotta. La competenza della EICom di effettuare tali test, di mettere alla prova singoli impianti o anche di autorizzare un test su richiesta di un gestore è legata alla sua responsabilità per la sicurezza dell'approvvigionamento (art. 22 cpv. 4 LAEI), in particolare per la costituzione della riserva di energia elettrica e le sue dimensioni (art. 8b cpv. 2 LAEI).

Art. 24 Rimunerazione dei costi derivanti dall'obbligo di partecipazione in caso di prelievo

I gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione producono energia elettrica in modo decentralizzato. Affinché l'energia elettrica sia disponibile per la riserva nazionale e i processi dell'economia energetica possano essere gestiti correttamente in caso di prelievo, è necessaria la collaborazione di diverse parti. I gestori delle reti di distribuzione, i gruppi di bilancio e i fornitori di elettricità devono elaborare i dati necessari e metterli a disposizione delle parti interessate (art. 8q cpv. 1 LAEI).

¹⁹ Cfr. EICom, «Winterreserve: Bereitschaftstest 2024», rapporto della EICom, Berna maggio 2024, disponibile su www.elcom.admin.ch/Publikationen_und_Veranstaltungen/Berichte_zur_Versorgungssicherheit/Versorgungssicherheit/Winterreserve-Bereitschaftstest_2024.

Questi dati sono di diverso tipo: ad esempio informazioni sui requisiti di fabbisogno energetico e riscontri sulle potenze effettivamente disponibili. Sebbene la maggior parte di questi dati sia già scambiata in modo completamente automatizzato, in alcuni casi potrebbero sorgere costi puntuali e ricorrenti per garantire tale scambio, ad esempio per la trasmissione dei dati nella logistica dei carburanti o per l'installazione di un contatore calibrato supplementare che misuri la produzione di energia elettrica da parte di un gestore di rete di distribuzione. Poiché il corrispettivo di cui all'articolo 8e capoverso 2 LAEI è versato solo per la disponibilità, in alcuni casi tali costi potrebbero rimanere scoperti. Essi saranno remunerati ai gestori della rete di distribuzione, ai gruppi di bilancio e ai fornitori di elettricità previa presentazione del giustificativo.

La fornitura dei dati di misurazione per la riserva nel consumo non rientra nel campo di applicazione di questa disposizione. La fornitura di tali dati è compito dei gestori di rete sulla base dello scambio di dati al quale sono tenuti (art. 17f LAEI).

Art. 25 Rendiconto

L'articolo 25 incarica la EICom di monitorare e valutare in modo approfondito l'attuazione della riserva di energia elettrica. A tal fine, la EICom redige periodicamente un rapporto che rende pubblico, nel quale valuta in particolare la frequenza e la durata di impiego dei singoli elementi costitutivi della riserva (quantità, momenti, cause), presenta i costi che comporta la riserva e indica l'eventuale necessità di adeguamenti per quanto riguarda dimensioni, configurazione e ulteriore sviluppo della riserva stessa.

Art. 26 Finanziamento dei costi della società nazionale di rete per la riserva di energia elettrica

Capoverso 1: Per la riserva di energia elettrica è previsto un disciplinamento speciale: ai beni patrimoniali necessari sono applicati solo interessi al tasso di costo del capitale di terzi di cui all'allegato 1 OAEI, e non al tasso WACC, più elevato. In questo modo la società di rete non può realizzare alcun profitto con la riserva di energia elettrica, ma i suoi costi rimangono comunque coperti. Tra i beni patrimoniali soggetti a interessi rientra in particolare il capitale netto d'esercizio destinato alla costituzione della riserva e alle spese di esecuzione.

Capoverso 2: Se la società di rete deve sostenere costi di finanziamento superiori agli interessi calcolati, e se questi costi non le sono imputabili, essa può chiedere alla EICom di riconoscerli. Ciò può verificarsi, ad esempio, in caso di condizioni di mercato straordinarie o di carenze di liquidità impreviste. La società nazionale di rete ha diritto a un indennizzo corrispondente.

Capoverso 3: Durante l'accertamento, la EICom verifica che i costi di finanziamento imputati alla riserva di energia elettrica siano complessivamente adeguati. Inoltre, effettua una compensazione nel corso degli anni: se negli anni precedenti la società di rete ha ricevuto interessi calcolati superiori a quelli effettivamente sostenuti, questi vengono compensati con i costi aggiuntivi attuali. In questo modo si evita una compensazione eccessiva o insufficiente nel tempo.

Art 27 Esecuzione dei pagamenti

Questa disposizione disciplina la gestione operativa dei flussi di pagamento nella riserva di energia elettrica. Poiché sia la società nazionale di rete sia la Confederazione (DATEC / UFE) possono stipulare contratti con i partecipanti alla riserva e i gestori possono essere obbligati a partecipare, è necessario regolamentare in modo chiaro le modalità di pagamento. La disposizione garantisce che, indipendentemente dal tipo di partecipazione, sia assicurata una gestione dei pagamenti uniforme e efficiente.

Capoverso 1: La società nazionale di rete gestisce tutti i pagamenti relativi ai contratti che ha stipulato direttamente o ai quali ha aderito in qualità di parte. Ciò riguarda in particolare gli accordi con i partecipanti alla riserva di energia idroelettrica secondo l'articolo 8n capoverso 1 LAEI, i contratti derivanti da bandi pubblici per la riserva termica e la riserva nel consumo secondo l'articolo 8d LAEI, gli accordi con aggregatori per il raggruppamento di gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione, nonché gli indennizzi per il prelievo quali previsti dall'articolo 8p capoverso 3 LAEI. I pagamenti vengono

effettuati direttamente dalla divisione a sé stante che, nella società nazionale di rete, si occupa della riserva di energia elettrica.

Capoverso 2: La Confederazione stipula direttamente contratti di notevole entità con i partecipanti alla riserva. Ciò riguarda in particolare le cinque nuove centrali di riserva con una potenza complessiva di 583 MW, i cui contratti, della durata di 15 anni, saranno stipulati nella prima metà del 2026 in base all'attuale OREI. I gestori effettuano investimenti per centinaia di milioni, ciò che richiede da parte della Confederazione, in qualità di firmataria del contratto, garanzie a lungo termine. A ciò si aggiungono i contratti transitori previsti dall'attuale OREI. In tutti questi casi, l'UFE esegue i pagamenti e fattura questi costi alla società nazionale di rete. I costi sono costi imputabili alla riserva di energia elettrica ai sensi dell'articolo 15a capoverso 1 lettera b LAEI e vengono rifinanziati tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. A medio termine, i contratti stipulati dalla Confederazione saranno trasferiti alla società nazionale di rete, responsabile di costituire la riserva termica e di effettuare i prelievi. Una volta trasferiti i contratti, i pagamenti saranno effettuati direttamente dalla società nazionale di rete e non più dall'UFE.

Capoverso 3: Se, sulla base dell'articolo 8c capoverso 6 LAEI, il DATEC obbliga i gestori a partecipare alla riserva termica, non si instaura un classico rapporto contrattuale, bensì un obbligo imposto dallo Stato. In questo caso il DATEC fissa il corrispettivo conformemente all'articolo 8e capoverso 2 LAEI. L'esecuzione dei pagamenti è affidata alla società nazionale di rete, al fine di garantire un'elaborazione uniforme e di utilizzare l'infrastruttura di pagamento esistente. I gestori obbligati a partecipare ricevono quindi i loro corrispettivi allo stesso modo dei gestori che partecipano volontariamente.

Art. 28 Rimborso in caso di smantellamento

Capoverso 1: Se una centrale costruita per partecipare alla riserva di energia elettrica non viene più utilizzata, deve essere smantellata in modo da non lasciare rovine, ossia ripristinando la situazione precedente. Lo smantellamento non riguarda solo l'impianto stesso, ma anche gli impianti ausiliari quali depositi di carburante, edifici adibiti a uffici o stazioni di trasformazione. In vista di un obbligo di smantellamento, possono sorgere incertezze in particolare per quanto riguarda la delimitazione tra centrale elettrica e rete elettrica. In caso di controversie sull'entità dello smantellamento, il DATEC decide dopo aver sentito la società nazionale di rete, la EICOM e il gestore.

Capoverso 2: I gestori ricevono dalla società nazionale di rete il rimborso dei costi di smantellamento in aggiunta al corrispettivo per la partecipazione alla riserva termica (art. 8j cpv. 1 LAEI). È il DATEC a stabilire l'ammontare del rimborso (art. 8j cpv. 3 LAEI). Il rimborso avviene se lo smantellamento è effettuato rapidamente e a costi ragionevoli. Lo smantellamento è considerato rapido se è portato a termine entro due anni. È responsabilità del gestore ottenere il rilascio tempestivo delle autorizzazioni necessarie e completare i lavori entro i termini previsti. Anche la vendita delle parti di impianto deve avvenire entro due anni. Se lo smantellamento richiede più di due anni, i costi sostenuti successivamente saranno rimborsati solo se il gestore dimostra di aver fatto tutto il possibile per garantire lo smantellamento entro il termine stabilito.

Capoverso 3: Le domande sono esaminate in primo luogo in base al criterio della ragionevolezza dei costi. Sono computabili come costi di smantellamento solo i costi immediati effettivamente sostenuti e necessari per un'esecuzione dei lavori rapida e appropriata. Dai costi effettivamente sostenuti è detratto il valore di mercato delle parti dell'impianto al momento in cui cessa la partecipazione alla riserva di energia elettrica. Il valore di mercato corrisponde al valore residuo dell'impianto. In questo modo si evita di offrire vantaggi competitivi ingiustificati nel mercato libero dell'energia elettrica, che porterebbero ad alterare involontariamente la concorrenza. Il valore residuo è dato da quanto si può ottenere sul mercato vendendo l'impianto o sue singole parti. Quando esamina la domanda, il DATEC deve verificare sia i costi di smantellamento sia il ricavo netto derivante dalla vendita di parti dell'impianto. In particolare, deve accertare se il prezzo di vendita ottenuto corrisponde al valore di mercato realizzabile. Deve inoltre verificare i costi dedotti dal calcolo del ricavo netto. Se il DATEC non è in grado di condurre questo esame, deve ricorrere a un perito.

Capoverso 4: Se il ricavato netto della vendita delle parti dell'impianto supera i costi di smantellamento, il gestore è tenuto a trasferire l'eccedenza alla società nazionale di rete. Questa deve computare l'importo alla tariffa della riserva di energia elettrica. La logica che sottende questo obbligo di rimborsare l'eccedenza è quella dell'imputazione del valore di mercato realizzabile. In questo modo si evita una distorsione del mercato e un «doppio» profitto da parte del gestore della centrale di riserva. Poiché l'importo è computato alla tariffa della riserva di energia elettrica, l'eccedenza va a vantaggio dei consumatori finali.

Art. 29 Rimborso in caso la centrale sia mantenuta in esercizio

Se la centrale continua a operare sul mercato come centrale elettrica ordinaria con un'apposita autorizzazione, il gestore deve rimborsare una parte adeguata dei corrispettivi di cui ha beneficiato per la costruzione (art. 8j cpv. 2 LAEI). In questo modo si evita di offrire vantaggi competitivi ingiustificati nel mercato libero dell'energia elettrica, che porterebbero ad alterare involontariamente la concorrenza. Di conseguenza, la «quota adeguata dei corrispettivi» deve corrispondere al valore residuo dell'impianto una volta cessata la sua partecipazione alla riserva di energia elettrica. Come nei casi di cui all'articolo 33, l'importo del rimborso è fissato dal DATEC (art. 8j cpv. 3 LAEI). Il valore residuo corrisponde al valore di mercato dell'impianto o delle sue parti in quel momento. Esso è determinato mediante una stima, basata su transazioni comparabili sul mercato, o da un perito indipendente designato con l'accordo del gestore e della società nazionale di rete. La stima può essere integrata da una valutazione delle condizioni in cui si trova l'impianto e da un confronto con lo stato attuale della tecnica.

Art. 30 Informazioni sui partecipanti alla riserva nel consumo

Questa disposizione prevede che, una volta conclusa l'asta e stipulato il contratto, la società nazionale di rete comunichi all'UFE i nomi dei partecipanti alla riserva nel consumo (*lett. a*), il loro numero IDI (*lett. b*), il loro indirizzo (*lett. c*) e, non appena possibile, il costo della riserva di energia elettrica nella misura della loro partecipazione (*lett. d*). Queste informazioni servono per garantire un rimborso corretto e efficiente.

Art. 31 Diritto al rimborso per i consumatori finali di diritto pubblico o di diritto privato

Un consumatore finale non ha diritto al rimborso se svolge in via principale un compito di diritto pubblico attribuitogli da una disposizione legale o contrattuale (art. 14b cpv. 4 LAEI). Per capire se un consumatore finale si trova in questa situazione, fa stato il suo ricavo. A tal fine, si mette a confronto il ricavo derivante dall'adempimento dei compiti di diritto pubblico con quello derivante da contratti con privati.

Art. 32 Ammontare del rimborso dei costi della riserva di energia elettrica

Capoverso 1: Secondo questa disposizione, l'ammontare del rimborso è calcolato secondo il rapporto tra i costi dell'elettricità e il valore aggiunto lordo (intensità elettrica) del consumatore finale e l'entità della sua partecipazione alla riserva nel consumo. Si distinguono tre gruppi (*lett. a–c*). La formula per calcolare l'ammontare del rimborso ai consumatori finali che rientrano nelle lettere b e c si trova nell'allegato 1 (n. 1 e 2). Ovviamente, per il rimborso dei costi devono essere soddisfatte le condizioni di cui all'articolo 14c LAEI. Tra queste, l'importo del rimborso nel corso dell'esercizio considerato deve ammontare ad almeno 20 000 franchi (art. 14c lett. d LAEI).

Il *capoverso 2* stabilisce che la Confederazione non grava di interessi l'importo del rimborso.

Art. 33 Convenzione sugli obiettivi

La proposta di convenzione sugli obiettivi deve essere presentata all'UFE al più tardi tre mesi prima della fine dell'anno contabile per il quale il consumatore finale intende chiedere il rimborso. La proposta di convenzione è elaborata in collaborazione con un terzo certificato dall'UFE. All'UFE spetta la verifica della proposta, che può anche delegare a terzi (art. 46 cpv. 1 in combinato disposto con l'art. 49 cpv. 1 lett. b OEn). È probabile che si avvalga di questa possibilità e affidi l'incarico a revisori esterni. La decisione di accettare o meno la proposta di convenzione sugli obiettivi rimane comunque all'UFE.

Art. 34 Rendiconto e adeguamento della convenzione sugli obiettivi

Capoverso 1: Il consumatore finale è tenuto a riferire all'UFE in merito all'attuazione della convenzione sugli obiettivi. Il rendiconto fornisce i dati rilevanti per verificare il rispetto della convenzione nell'anno civile in esame e va presentato entro il 31 maggio dell'anno successivo. Il confronto tra i valori effettivi e quelli teorici dell'efficienza energetica calcolata consente di individuare eventuali scarti rispetto agli obiettivi e i dati degli anni precedenti elencati in serie temporale mostrano l'andamento nel tempo. Il rendiconto motiva gli scarti rispetto agli obiettivi e presenta i correttivi da adottare. La disposizione disciplina solo il contenuto minimo del rendiconto. Se l'UFE ha bisogno di ulteriori informazioni per verificare il rispetto della convenzione sugli obiettivi, può richiederle al consumatore finale.

Capoverso 2: L'UFE può verificare, d'ufficio o su richiesta del consumatore finale, se la convenzione sugli obiettivi deve essere adeguata. La verifica è tuttavia obbligatoria quando il grado di efficienza energetica del consumatore finale è inferiore o superiore di almeno il 10 per cento all'obiettivo fissato per l'anno in esame, lo scarto è riconducibile a un cambiamento radicale delle condizioni in base alle quali era stata conclusa la convenzione sugli obiettivi e i valori annuali ivi fissati siano cambiati in modo significativo, a condizione che tale cambiamento non sia di natura puramente transitoria. Uno scarto significativo e non correggibile dagli obiettivi può verificarsi a causa di un cambiamento nell'attività commerciale oppure di una variazione dei volumi di produzione o della gamma di prodotti. Una verifica della convenzione sugli obiettivi può rendersi necessaria anche in caso di fusioni, scissioni o trasferimenti patrimoniali.

Art. 35 Domanda di rimborso dei costi della riserva di energia elettrica

Il *capoverso 1* stabilisce che il consumatore finale deve presentare all'UFE la domanda di rimborso dei costi della riserva di energia elettrica al più tardi sei mesi dopo la fine dell'anno contabile per il quale sollecita il rimborso.

Il *capoverso 2* rimanda all'articolo 42 capoverso 2 lettere a–c OEn per quanto riguarda i giustificativi e i documenti da presentare.

Il *capoverso 3* stabilisce che insieme alla domanda il richiedente deve presentare, oltre ai giustificativi e ai documenti di cui all'articolo 42 capoverso 2 lettere a–c OEn, i documenti di cui alle lettere a e b. Il richiedente deve allegare alla domanda il giustificativo della quantità di elettricità acquistata nell'ultimo anno e dei costi sostenuti per la riserva di energia elettrica (lett. a), nonché la conferma da parte della società nazionale di rete relativa alla sua partecipazione alla riserva nel consumo e all'entità di tale partecipazione (lett. b). Questi documenti servono a dimostrare la partecipazione alla riserva di energia elettrica e a calcolare il rimborso.

Art. 36 Valore aggiunto lordo

L'articolo 43 OEn stabilisce che il valore aggiunto lordo deve essere determinato sulla base del conto annuale dell'impresa soggetta all'obbligo di tenuta della contabilità e di presentazione dei conti conformemente all'articolo 957 capoverso 1 CO. Qualora le imprese siano tenute a allestire una chiusura contabile in base a una norma contabile riconosciuta, il valore aggiunto lordo deve essere calcolato sulla base di tale chiusura contabile. All'allegato 5 OEn figura una tabella riassuntiva per il calcolo concreto del valore aggiunto lordo.

Art. 37 Costi dell'elettricità, quantità di elettricità e costi della riserva di energia elettrica

Il *capoverso 1* stabilisce esplicitamente che i costi dell'elettricità, la quantità di elettricità acquistata e i costi per la riserva di energia elettrica nell'anno contabile in esame devono essere determinati sulla base di giustificativi contabili.

Il *capoverso 2* precisa la definizione dei costi dell'elettricità, che devono corrispondere ai costi fatturati al consumatore finale da un'azienda di fornitura di energia elettrica o da un altro terzo. In tal modo si chiarisce che i costi sostenuti per la produzione autonoma di energia elettrica non sono considerati costi dell'elettricità ai sensi della presente disposizione. L'elettricità prodotta autonomamente non è gravata

dai costi della riserva di energia elettrica. Il consumo di elettricità deve essere misurato con contatori calibrati. I costi dell'elettricità comprendono i tributi e le prestazioni a favore degli enti pubblici e i costi della riserva di energia elettrica nella misura corrispondente alla partecipazione alla riserva nel consumo.

Capoverso 3: Se il consumatore finale gestisce una propria rete per la distribuzione dell'elettricità acquistata (rete locale), i costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione della rete, ovvero i costi che sarebbero addebitati al consumatore finale dal gestore della rete se non disponesse di una propria rete locale, sono considerati costi dell'elettricità. Sono esclusi i costi per le installazioni interne agli edifici e quelle specifiche dell'impianto, indipendentemente dal livello di tensione al quale funzionano.

Il *capoverso 4* stabilisce che non sono considerati costi dell'elettricità quelli che possono essere addebitati ad altri consumatori finali.

Art. 38 Esame della domanda

In merito al diritto al rimborso di un consumatore finale decide l'UFE, prendendo in considerazione la domanda presentata, la convenzione sugli obiettivi, il rendiconto relativo all'attuazione di questa nonché le informazioni e i documenti che comprovano il rapporto determinante, ai fini del diritto al rimborso, tra i costi dell'elettricità e il valore aggiunto lordo. Il rimborso ha luogo per l'anno contabile in cui cade il periodo di disponibilità. Se il periodo di disponibilità è a cavallo tra due anni contabili, il rimborso ha luogo in misura proporzionale.

Per il consumatore finale con un anno contabile diverso dall'anno civile si applica un disciplinamento speciale. Poiché i dati che figurano nel rendiconto di cui all'articolo 40 OEn si riferiscono a un anno civile, per verificare il rispetto della convenzione sugli obiettivi in un anno contabile diverso dall'anno civile sono sempre determinanti due rendiconti. Nel caso di un consumatore finale con un anno contabile diverso dall'anno civile che deve presentare la domanda di rimborso prima del rendiconto, al momento dell'esame della domanda non sono ancora disponibili entrambi i rendiconti necessari per verificare il rispetto della convenzione sugli obiettivi nell'anno contabile in esame. Questo può essere un problema se si profila il rischio che nell'anno contabile in esame la convenzione sugli obiettivi non sia rispettata. Una situazione che può verificarsi, in particolare, se l'efficienza energetica del consumatore finale era già inferiore agli obiettivi fissati nei due anni precedenti o già alla metà degli anni coperti dalla convenzione sugli obiettivi. In tal caso, ai fini del diritto al rimborso è determinante che il consumatore finale raggiunga o meno l'obiettivo di efficienza energetica nell'anno in esame. Se il rispetto della convenzione sugli obiettivi è compromesso, l'UFE può sospendere la decisione in merito al diritto al rimborso fino a quando tutti i rendiconti necessari per verificare la situazione nell'anno contabile in esame siano disponibili e siano stati valutati.

L'UFE può incaricare terzi di verificare la documentazione (art. 41 ORiEI in combinato disposto con l'art. 49 cpv. 1 lett. b OEn). Al momento, si prevede di affidare questo incarico a una società di revisione contabile, le cui valutazioni avranno carattere di raccomandazione. La decisione in merito al diritto al rimborso rimane all'UFE.

Art. 39 Versamento

Capoverso 1: Se dall'esame della domanda risulta che il consumatore finale ha diritto al rimborso per l'anno contabile considerato, gli vengono rimborsati i costi della riserva di energia elettrica sostenuti durante l'anno contabile nella misura della sua partecipazione alla riserva nel consumo (cfr. art. 14b cpv. 1-3 LAEI).

Capoversi 2 e 3: L'UFE stabilisce l'importo del rimborso e incarica la società nazionale di rete di eseguire il versamento (cpv. 2). Ciò in contrasto con il rimborso del supplemento rete, che l'UFE versa direttamente attingendo al Fondo per il supplemento rete, di sua gestione. Poiché la società nazionale di rete fattura i costi della riserva di energia elettrica come parte del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, essa dispone dei mezzi necessari. È quindi appropriato che esegua i versamenti conformemente

alle decisioni dell'UFE. La società nazionale di rete conferma poi all'UFE l'avvenuto versamento (cpv. 3).

Art. 40 Restituzione dei rimborsi ottenuti indebitamente

Capoverso 1: Si rimanda al rapporto esplicativo in merito all'articolo 48 capoverso 2 OEn.

Il *capoverso 2* stabilisce che i rimborsi vanno restituiti alla società nazionale di rete. Analogamente all'articolo 32 capoverso 2, l'UFE non può esigere interessi sulla restituzione dei rimborsi.

Art. 41 Coinvolgimento di terzi

L'articolo 49 OEn stabilisce che l'UFE può incaricare organizzazioni o imprese private idonee di svolgere compiti nell'ambito della procedura per il rimborso dei costi della riserva di energia elettrica. I consumatori finali sono tenuti a collaborare con il terzo incaricato.

Art. 42 Obbligo di compensazione delle emissioni di CO₂ per i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione

Questo articolo è ripreso dalla OREI e disciplina la compensazione delle emissioni di CO₂: i gestori devono aderire al SSQE oppure devono consegnare attestati nazionali o internazionali corrispondenti alle emissioni di CO₂ causate. L'obbligo di compensazione per le centrali elettriche di riserva è disciplinato dalla legge sul CO₂.

Art. 43 Funzionamento della riserva termica senza emissioni supplementari di CO₂ fossile

La disposizione rende operativo il requisito legale di cui all'articolo 8s capoverso 2 LAEI relativo all'utilizzo preferenziale di «combustibili a bilancio neutro di CO₂». La formulazione obbliga la società nazionale di rete a contrattare attivamente, strutturando i bandi pubblici in modo che le opzioni che non causano emissioni supplementari di CO₂ fossile abbiano effettivamente l'opportunità di essere realizzate, a condizione di essere economicamente sostenibili.

In senso stretto, la locuzione «combustibili a bilancio neutro di CO₂» che figura nell'articolo 8s capoverso 2 LAEI non è esatta, in quanto un prodotto presenta un bilancio neutro di CO₂ solo se, considerato l'intero suo ciclo di vita, non si registra alcun aumento netto di CO₂ nell'atmosfera. Per questa ragione nel disciplinamento qui proposto la locuzione non è più utilizzata. L'articolo 43 capoverso 2 stabilisce che per il funzionamento della riserva termica sono ammessi combustibili rinnovabili e combustibili le cui emissioni dirette di CO₂ (scope 1) sono compensate da emissioni negative. Ciò è in linea con l'intenzione espressa nell'articolo 8s capoverso 2 LAEI, secondo il quale la gestione della riserva termica non deve causare emissioni di CO₂ supplementari.

Art. 44 Rimunerazione della tassa sul CO₂

L'articolo 20 capoverso 6 OREI è ripreso invariato. Le remunerazioni sono concesse una sola volta. Qualora la tassa sul CO₂ sia già stata rimborsata, in tutto o in parte, nell'ambito della legislazione sul CO₂, tale quota non viene remunerata nuovamente. Ciò vale anche per i rimborsi dell'imposta sugli oli minerali secondo la legislazione in materia.

Art. 45 Disposizioni transitorie

Le disposizioni transitorie garantiscono che il passaggio dalla OREI al nuovo regime previsto dalla LAEI per la riserva di energia elettrica avvenga in modo ordinato. Le centrali di riserva esistenti e i gruppi elettrogeni di emergenza sono stati acquisiti e messi sotto contratto dalla Confederazione. Dopo l'entrata in vigore della LAEI rivista, la gestione operativa della riserva di energia elettrica sarà compito della società nazionale di rete.

Poiché la revisione della LAEI non entrerà in vigore prima della metà del 2027, le trattative contrattuali per le nuove centrali di riserva si svolgono ancora sulla base della OREI. L'UFE conduce trattative dirette, in quanto i precedenti bandi pubblici avevano portato a offerte economicamente non sostenibili.

Nell'elaborazione dei contratti si anticipano, per quanto possibile, i futuri requisiti della LAEI, in particolare per quanto riguarda la gestione della riserva termica senza emissioni supplementari di CO₂. Le centrali elettriche previste saranno alimentate con olio vegetale idrogenato (HVO) o esteri animali, acidi grassi, oli e oli usati (HEFA) e, in prospettiva, con e-metanolo.

In base al *capoverso 1*, gli impianti esistenti che continueranno a funzionare oltre il 2026 diventeranno parte della riserva termica e saranno seguiti dal DATEC fino al trasferimento dei relativi contratti alla società nazionale di rete.

Continuità dei rapporti contrattuali (*cpv. 2*): una protezione completa della situazione acquisita è necessaria sia dal punto di vista giuridico sia da quello economico. I gestori effettuano investimenti per centinaia di milioni di franchi sulla base di contratti della durata di 15 anni. Una prospettiva a lungo termine è necessaria per giustificare gli investimenti richiesti. Nella stesura dei contratti si tiene conto, per quanto possibile, della nuova normativa che entrerà in vigore. Ciò non è possibile, ad esempio, nel determinare il periodo di disponibilità. Finora il periodo di disponibilità è stato disciplinato dalla OREI e i contratti sono stati stipulati di conseguenza. In futuro il periodo di disponibilità sarà stabilito dalla EICOM e quindi non è ancora definito al momento della stipula dei contratti con i fornitori delle nuove centrali di riserva. La durata del periodo di disponibilità, ad esempio, ha ripercussioni sulla durata dell'impiego del personale operativo e, di conseguenza, sui costi. L'ordinanza prevede un periodo transitorio di cinque anni per l'eventuale adeguamento dei contratti.

I contratti stabiliscono questioni tecniche e economiche complesse: requisiti di disponibilità, meccanismi di remunerazione, procedure di prelievo, approvvigionamento di combustibile, scambio di quote di emissione e periodi di manutenzione. Queste regolamentazioni, stabilite in merito a impianti ben definiti, con le loro specificità, non possono essere sostituite di punto in bianco da disposizioni d'ordinanza generali e astratte.

Disposizione transitoria per l'utilizzazione per scopi operativi propri dell'azienda (*cpv. 3*): la possibilità di un'utilizzazione per scopi operativi propri dell'azienda (durante il periodo di disponibilità o meno) e per prestazioni di servizio relative al sistema (esclusivamente fuori dal periodo di disponibilità) è stata un elemento importante nelle trattative contrattuali con i gestori degli impianti esistenti (centrali di riserva di Cornaux e Monthey). Questa possibilità consente ai gestori una certa flessibilità economica e riduce i rischi di investimento. Se non fosse stata prevista, le trattative avrebbero potuto fallire o portare a richieste di remunerazione più elevate.

Il periodo transitorio di cinque anni tiene conto della gestione operativa e delle sue realtà. I contratti di fornitura in corso, la pianificazione del personale e i cicli di manutenzione tecnica si basano sulla flessibilità concordata contrattualmente. Un cambiamento improvviso comporterebbe costi supplementari considerevoli. Il periodo transitorio consente una transizione strutturata verso il regime più rigoroso introdotto con la nuova ordinanza.

La riduzione proporzionale del corrispettivo per la disponibilità esclude una doppia remunerazione. Essa è conforme al principio secondo cui viene remunerata solo l'effettiva messa a disposizione della riserva. La normativa ottiene un giusto equilibrio tra gli interessi legittimi dei gestori e l'interesse pubblico a una riserva efficiente in termini di costi.

In futuro la società nazionale di rete procederà a indire bandi pubblici, principalmente per gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione e per la riserva nel consumo.

Il DATEC garantisce la disponibilità dei fondi necessari per onorare i contratti di cui al *capoverso 1*. I costi sono considerati costi imputabili alla riserva di energia elettrica ai sensi dell'articolo 15a *capoverso 1 lettera b* LAEI.

Allegato 2: Abrogazione e modifica di altri atti normativi

Cifra I

Con l'entrata in vigore della modifica della legge sull'approvvigionamento elettrico (Riserva di energia elettrica) e dell'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica (ORiEI) viene posta una nuova base giuridica per la riserva di energia elettrica. Di conseguenza, la OREI perde la sua rilevanza e può essere abrogata.

Cifra II

Cifra 1 **Ordinanza sull'organizzazione del settore dell'energia elettrica per garantire l'approvvigionamento economico del Paese (OOSE)**

Ingresso

Con la modifica della LAEI «Riserva di energia elettrica» del 20 giugno 2025, l'articolo 8c capoversi 1 e 2 è diventato l'articolo 8u capoversi 1 e 2 LAEI. Di conseguenza, è necessario adeguare l'ingresso della OOSE.

Art. 1b cpv. 4^{bis}

Oltre alla ECom, anche l'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM) (prevenzione dei pericoli, modellizzazione dei deflussi) e l'UFE (alta vigilanza sugli impianti di accumulazione, statistiche energetiche e statistiche idroelettriche) necessitano, per adempiere ai propri compiti legali, di dati specifici relativi ai bacini di accumulazione, in particolare quelli concernenti il livello, il deflusso e l'afflusso. Ora l'ordinanza è completata con questi scopi. Ora l'ordinanza è completata con questi scopi. Di conseguenza, la società nazionale di rete, d'intesa con l'AEP, potrà trasmettere i dati non aggregati o non anonimizzati anche ai servizi qui elencati.

L'UFAM ha bisogno di questi dati per migliorare le previsioni relative ai livelli e ai deflussi e per la gestione dei grandi laghi naturali in situazioni eccezionali (piene, scioglimento delle nevi e così via). A tal fine si basa sull'articolo 29 capoverso 2 della legge federale del 22 dicembre 1916²⁰ sull'utilizzazione delle forze idriche (legge sulle forze idriche, LUFi).

L'UFE ha bisogno dei dati nell'ambito dell'alta vigilanza che esercita sugli impianti di accumulazione, come base per ordinare misure secondo l'articolo 32 dell'ordinanza del 23 novembre 2022²¹ sugli impianti di accumulazione (OlMA). Inoltre, i dati servono alla compilazione di statistiche pubbliche ai sensi della legge del 9 ottobre 1992²² sulla statistica federale (LStat). L'UFE elabora statistiche sui livelli di riempimento dei bacini di accumulazione nel quadro della statistica per l'elettricità (all. 1 n. 03.02 dell'ordinanza del 30 aprile 2025²³ sulla statistica federale, OStat) e della statistica degli impianti idroelettrici (all. 1 n. 03.01 OStat).

La ECom e l'UFAM ricevono già oggi i dati settimanali relativi ai livelli dei bacini di accumulazione dall'UFE che, sulla base della LStat, raccoglie i dati corrispondenti direttamente presso i gestori delle centrali elettriche e, con il loro consenso, li trasmette ai servizi menzionati. Con l'introduzione nella OOSE della base per raccogliere i dati allo scopo di monitorare la sicurezza dell'approvvigionamento, l'UFE rinuncia a una raccolta separata dei dati per le statistiche energetiche e otterrà i dati dalla società nazionale di rete. Di conseguenza, cesserà a sua volta di fornire dati a terzi.

²⁰ RS 721.80

²¹ RS 721.101.1

²² RS 431.01

²³ RS 431.011

Art. 4a cpv. 2

Nella LAEI rivista, il termine «riserva di energia» è sostituito con «riserva di energia elettrica» e la relativa imputazione dei costi è ora disciplinata dall'articolo 15a anziché dall'articolo 15. Queste modifiche sono recepite nell'OOSE. Inoltre, nella LAEI viene adeguata la struttura secondo la quale i diversi elementi di costo della rete di trasmissione devono essere indicati nella fattura al consumatore finale. In particolare, è stata introdotta una nuova voce collettiva che raggruppa le voci di costo minori (art. 12 cpv. 2 lett. g LAEI). I costi relativi al monitoraggio e alle altre misure necessarie ai sensi della LAP per garantire l'approvvigionamento elettrico sono ora assegnati a questa voce collettiva.

Cifra 2 Ordinanza sulla riduzione delle emissioni di CO₂ (Ordinanza sul CO₂)

Art. 41 capoversi 1^{ter} e 3

Poiché la ORiEI sostituisce la OREI, i riferimenti a quest'ultima vengono modificati. Inoltre, il concetto di centrale elettrica di riserva è ora definito dall'articolo 8c capoverso 3 lettera a numero 1 LAEI in modo da rendere superflue ulteriori precisazioni in merito alla partecipazione al SSQE. Per il resto i capoversi rimangono invariati.

Art. 46c Rimborso dei costi supplementari per l'obbligo di utilizzare un determinato vettore energetico

L'articolo 46c disciplina il rimborso degli eventuali costi supplementari sostenuti dai gestori di impianti bicomustibili qualora siano obbligati, in base alla legge federale del 17 giugno 2016²⁴ sull'approvvigionamento economico del Paese (legge sull'approvvigionamento del Paese, LAP), a utilizzare un determinato vettore energetico, di norma olio da riscaldamento anziché gas naturale. Se il cambio di combustibile causa un aumento delle emissioni di gas serra, i costi supplementari legati alla consegna dei diritti di emissione necessari sono rimborsati, a determinate condizioni.

L'articolo 19b della legge sul CO₂ pone come condizione «un importante pregiudizio non ragionevolmente esigibile». Tale pregiudizio si verifica quando i diritti di emissione assegnati gratuitamente per il relativo anno non sono sufficienti a compensare le emissioni supplementari e i costi sostenuti per l'acquisto dei diritti di emissione supplementari superano di oltre il 10 per cento i costi di esercizio senza cambiamento di combustibile come scenario di riferimento (cpv. 1 lett. a). Si considera che un pregiudizio finanziario derivante da un aumento dei costi inferiore al 10 per cento sia esigibile. Lo scenario comprende anche i costi dei vettori energetici, poiché l'esperienza maturata in passato in caso di penuria di gas naturale ha dimostrato che il passaggio all'olio da riscaldamento può essere redditizio e non comportare svantaggi finanziari. Si ha «un importante pregiudizio non ragionevolmente esigibile» solo se anche impianti comparabili di un'azienda economicamente sana dello stesso settore non sono in grado di sostenere i costi supplementari e non realizzano alcun utile d'esercizio, per cui l'attività dell'impianto non è garantita a medio termine. In questo modo si evita di rimborsare costi per impianti che non sono gestiti bene (lett. b).

In caso di penuria, l'UFAM pubblica, in base all'articolo 19b capoverso 2 della legge sul CO₂, il prezzo medio dei diritti di emissione sul mercato secondario dell'Unione europea. Il prezzo è calcolato per anno civile secondo la durata dell'obbligo di cambiare il combustibile. Il prezzo pubblicato deve essere utilizzato indipendentemente dagli effettivi costi individuali sostenuti dal gestore (cpv. 2).

Per ottenere il rimborso dei costi supplementari, è necessario presentare una domanda all'UFAM insieme al rapporto di monitoraggio SSQE entro il 31 marzo dell'anno successivo (cpv. 3). Il rimborso avviene per anno civile. La richiesta deve indicare il tipo di vettore energetico utilizzato (di norma olio da riscaldamento extra leggero), i costi (giustificativi contabili) e la quantità che il gestore è stato tenuto a utilizzare nel corso dell'anno precedente (lett. a). Per quanto riguarda l'attività senza cambiamento di

²⁴ RS 531

combustibile, quale scenario di riferimento sono necessari il tipo di combustibile sostituito (di norma gas naturale), i costi e la quantità (lett. b) nonché la durata del cambiamento ordinato (lett. c). Inoltre, è necessario indicare la quantità di emissioni di gas serra supplementari (lett. d) e la quantità di diritti di emissione che devono essere acquisiti (lett. e). Questi dati permettono di calcolare i costi supplementari rispetto all'attività senza cambiamento di combustibile, che rappresenta lo scenario di riferimento, e di indicarli nella domanda (lett. f). Per determinare se il pregiudizio finanziario è importante e non ragionevolmente esigibile, è necessario presentare il bilancio e dimostrare se nell'anno precedente l'impianto ha realizzato un utile d'esercizio (lett. g). Inoltre, devono essere trasmesse all'UFAM le informazioni necessarie per il pagamento, ad esempio le coordinate bancarie (lett. h).

L'UFAM verifica che siano rispettate le condizioni e, in base ai risultati di questa analisi, rimborsa al gestore i costi per l'acquisto dei diritti di emissione supplementari, nella misura dei prezzi medi pubblicati. Il rimborso avviene su base annua (cpv. 4). L'UFAM può pubblicare sul suo sito le informazioni riguardanti la quantità di emissioni di gas serra associate al cambiamento di vettore energetico e l'importo del rimborso (cpv. 5).

Art. 98a

Invece di un obbligo di investimento, per il gestore di un impianto di cogenerazione che non partecipa al SSQE e che non ha preso un impegno di riduzione si introduce un obbligo di compensazione. In cambio, ora ai gestori sarà restituita l'intera tassa sul CO₂ sui combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica. Ai sensi dell'articolo 32a della legge sul CO₂, il gestore ha diritto a tale rimborso a condizione che abbia consegnato nel Registro dello scambio di quote di emissioni gli attestati nazionali o internazionali in misura corrispondente alle emissioni di gas serra causate dall'impiego di combustibili per la produzione di energia elettrica. I requisiti tecnici per gli impianti di cogenerazione rimangono invariati.

Art. 98b cpv. 1 lett. g, cpv. 2 e cpv. 4

L'articolo è modificato per quanto riguarda l'obbligo di compensazione. Poiché non è più necessario fornire indicazioni sulle misure previste, la lettera g è abrogata. L'UFAM verifica ora le condizioni di cui al capoverso 1 e conferma al gestore dell'impianto di cogenerazione la quantità di combustibile che dà diritto al rimborso e l'entità dell'obbligo di compensazione, ossia il numero di attestati nazionali o internazionali che egli può consegnare nel Registro dello scambio di quote di emissioni, nella misura dell'obbligo di compensazione al quale è soggetto (cpv. 2). Poiché il gestore degli impianti di cogenerazione non è più tenuto a implementare misure volte ad aumentare in modo incisivo l'efficienza energetica, il rapporto di monitoraggio non deve più includere una descrizione delle misure e degli investimenti attuati; il capoverso 4 è quindi abrogato. Gli altri contenuti del rapporto di monitoraggio (ad es. la quantità di combustibili gravati dalla tassa impiegati per la produzione di elettricità o le informazioni sull'evoluzione annuale delle emissioni di CO₂) sono disciplinati in modo esaustivo al capoverso 1.

Art. 98c cpv. 2

L'articolo 98c è modificato per quanto riguarda l'obbligo di compensazione, che ora comprende la tassa sul CO₂ applicata ai combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica.

Art. 98d

L'articolo relativo all'inadempimento dell'obbligo di investire previsto finora per i gestori di impianti di cogenerazione non è più applicabile e pertanto è abrogato. Per i gestori che hanno presentato la domanda di rimborso prima dell'entrata in vigore della modifica dell'ordinanza, secondo l'articolo 146a/h

fino al 31 dicembre 2029 si applica la regolamentazione relativa all'obbligo di investimento nella versione previgente.

Art. 146ah

Per i gestori di impianti di cogenerazione che hanno presentato la domanda di rimborso prima dell'entrata in vigore della presente modifica, fino al 31 dicembre 2029 si applica la regolamentazione relativa all'obbligo di investimento nella versione previgente.

Cifra 3 Ordinanza sull'energia (OEn)

Art. 69c Informazione del pubblico

Capoverso 1: Su richiesta, le informazioni e i dati di cui alle lettere a–k devono essere trasmessi all'UFE in un formato digitale da esso ritenuto idoneo e leggibile da dispositivi automatici.

Lettere a–g: La formulazione «con una risoluzione temporale» si riferisce alla granularità temporale dei dati trasmessi, ovvero agli intervalli di tempo con cui i dati vengono raccolti, aggregati o presentati (ad es. ogni ora o ogni giorno).

Lettera a: Questa disposizione riguarda i dati che informano sulla produzione di energia elettrica in funzione delle singole tecnologie impiegate, ad esempio dal fotovoltaico o dagli elementi costitutivi della riserva di energia elettrica (riserva idroelettrica, riserva termica e riserva nel consumo), sotto forma di serie temporali con una risoluzione temporale fino a un'ora. Sono incluse anche le informazioni relative al consumo nazionale e finale, come pure all'immissione e al prelievo di energia elettrica dalle reti (panoramica globale sulla rete).

Lettera b: Il livello di riempimento dei bacini di accumulazione, con una risoluzione giornaliera per ogni bacino, è un'informazione importante per valutare la sicurezza dell'approvvigionamento a breve e medio termine.

Lettera c: Questa disposizione riguarda in particolare le informazioni relative alle infrastrutture energetiche che contribuiscono in modo significativo alla produzione, allo stoccaggio o al consumo di energia e quindi a garantire l'approvvigionamento. Queste infrastrutture possono essere, ad esempio, centrali di pompaggio, impianti produttori di energia rinnovabile, accumulatori a batteria e impianti adibiti alla riserva di energia elettrica. Sono inoltre incluse infrastrutture quali convertitori e trasformatori, linee elettriche e punti di connessione alla rete.

Lettera d: La disposizione riguarda indicazioni relative agli impianti che mettono a disposizione flessibilità, quali le centrali di pompaggio o gli impianti fotovoltaici, nonché i sistemi di consumo controllabili, quali infrastrutture di ricarica, termopompe, scaldacqua ad accumulo o simili. Le indicazioni comprendono dati rilevanti nella misura in cui sono significativi per la valutazione della situazione dell'approvvigionamento in un sistema sempre più decentralizzato. Tra questi figurano, ad esempio, informazioni sulle capacità disponibili e sul loro sfruttamento, quali la produzione, l'immissione, il consumo e il prelievo dalle reti energetiche. In tal modo si intende garantire che siano presi in considerazione sia gli impianti classici di produzione, stoccaggio e trasporto di energia, sia i nuovi impianti di consumo decentralizzati e flessibili, poiché i loro dati sono particolarmente rilevanti per la sicurezza dell'approvvigionamento o, come nel caso della flessibilità, lo stanno diventando sempre più. Oltre ai parametri tecnici, sono interessanti anche le informazioni sull'utilizzazione effettiva, ad esempio per confrontare il potenziale di flessibilità con l'utilizzazione e avvicinarsi così, analiticamente, alla misura nella quale il sistema energetico svizzero viene sollecitato.

Lettera e: I dati provenienti dai sistemi di misurazione intelligenti di cui all'articolo 8a^{decies} OAEI e dai dispositivi di misurazione digitali servono in particolare per calcolare i risparmi di energia, le previsioni

e le analisi della rete. In forma pseudonimizzata, consentono di meglio valutare il comportamento effettivo dei gruppi di clienti in termini di consumo e la validità delle misure di efficienza energetica adottate. Tuttavia, l'UFE non riceve la chiave per risalire, mediante queste informazioni, a persone fisiche o giuridiche.

Lettera f: Queste informazioni rivestono particolare importanza per quanto riguarda l'approvvigionamento nazionale di gas, sia allo scopo di monitorare l'efficacia degli appelli lanciati dal Consiglio federale al risparmio di gas, sia per illustrare i progressi compiuti nella trasformazione e nella decarbonizzazione del sistema.

Lettera g: Poiché la Svizzera non dispone di riserve stagionali di gas naturale sul suo territorio, le costituisce all'estero per il 15 per cento circa del consumo annuo. Le informazioni relative al volume e al Paese nel quale si trovano le riserve sono necessarie per valutare la sicurezza dell'approvvigionamento e verificare il rispetto dell'obbligo di stoccaggio previsto dalla legge.

Lettera h: Queste informazioni permettono una visione generale dell'andamento dei prezzi sul mercato dell'energia elettrica e dell'energia. Esse comprendono in particolare i prezzi all'ingrosso e al dettaglio. Sono incluse anche le tariffe di rete pubblicate dei gestori di rete.

Lettera i: I dati meteorologici e le previsioni sono rilevanti per valutare la situazione presente e futura dell'approvvigionamento. Ciò include in particolare informazioni su temperatura, precipitazioni, afflusso idrico, irraggiamento solare, velocità del vento e altri parametri meteorologici che influenzano la produzione, il consumo o la situazione della rete.

Lettera j: Per «singoli geodati relativi a infrastrutture energetiche» si intendono informazioni a livello di singoli impianti o oggetti. Tra questi figurano ad esempio le coordinate di posizione di un determinato impianto eolico o di stazione di trasformazione. I dati sono quindi forniti come set individuali per ogni impianto e non sono aggregati, resi anonimi o raggruppati a livello regionale. Questi geodati dettagliati consentono di individuare le ubicazioni delle infrastrutture energetiche rilevanti e, quindi, di valutare l'impatto di strumenti politici quali incentivi, comunità energetiche locali o elementi costitutivi della riserva di energia elettrica. L'obbligo di informazione non concerne gli impianti militari che sono considerati classificati secondo le prescrizioni dell'ordinanza dell'8 novembre 2023 sulla sicurezza delle informazioni (RS 128.1; OSIn).

Lettera k: Rientrano in questa categoria, ad esempio, le informazioni supplementari utili a valutare la situazione dell'approvvigionamento in situazioni particolari. Tra queste figurano i guasti di breve durata subiti da impianti di produzione di grandi dimensioni, gli indicatori relativi a congestioni della rete o la disponibilità di importanti fonti di energia primaria, quali il gas naturale o l'olio da riscaldamento.

Capoverso 2: Sono pubblicate esclusivamente informazioni in forma aggregata, anonimizzata o differita nel tempo. A tal fine, l'UFE gestisce un'applicazione digitale («Dashboard sull'energia Svizzera»: <https://energiedashboard.admin.ch/dashboard>), che fornisce alla popolazione le informazioni rilevanti in modo interattivo e facilmente comprensibile.

Cifra 4 **Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI)**

Art. 7 cpv. 3 lett. e^{bis} e e^{ter}

I due rinvii sono stati adattati.

Art. 8 cpv. 3 lett. h^{bis}

Per gestire la riserva nel consumo, la società nazionale di rete necessita dei singoli profili di carico dei punti di misurazione partecipanti con una risoluzione di un quarto d'ora. I gestori di rete sono tenuti a mettere a disposizione della società nazionale di rete questi dati a titolo gratuito (art. 17f cpv. 1 LAEI).

Art. 15 cpv. 1 e cpv. 2 lett. b
I due rinvii sono stati adattati.

Art. 18c
I due rinvii sono stati adattati.

Art. 18d cpv. 2
I due rinvii sono stati adattati.

Art. 18e cpv. 1 lett. b n. 2 e 4
I due rinvii sono stati adattati.

Art. 19h cpv. 5 lett. b
I due rinvii sono stati adattati.