



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti,
dell'energia e delle comunicazioni DATEC

25 gennaio 2023

Rapporto esplicativo concernente l'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica per l'inverno (ordinanza sulla riserva invernale, OREI)

Indice

| | | |
|----|--|---|
| 1. | Punti essenziali del progetto | 1 |
| 2. | Ripercussioni per l'economia, il personale e altre ripercussioni per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni | 3 |
| 3. | Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società | 3 |
| 4. | Spiegazioni concernenti le singole disposizioni | 4 |

1. Punti essenziali del progetto

1.1 Situazione iniziale

Per la Svizzera la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico ha un'importanza decisiva ed è pertanto un aspetto centrale per il Consiglio federale. Poggia su quattro elementi atti a rafforzarla: in primo luogo, sul rapido potenziamento delle energie rinnovabili indigene; in secondo luogo, sul potenziamento sicuro, durante l'inverno, di energia elettrica pronta da prelevare e neutrale sotto il profilo climatico; in terzo luogo, su una riserva strategica di energia come prima garanzia esterna al mercato per le situazioni di penuria straordinarie e, in quarto luogo, sulla realizzazione di una seconda garanzia complementare con una produzione aggiuntiva. I primi tre elementi fanno parte del progetto di legge federale del 18 giugno 2021 su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, attualmente dibattuto in Parlamento. Considerata la situazione tesa sul fronte dell'approvvigionamento energetico, il Consiglio federale ha deciso di anticipare il terzo e il quarto elemento per via di ordinanza, per garantire la loro disponibilità a partire dall'inverno 2022/2023. Il 7 settembre 2022 ha emanato l'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (OREI; RS 734.722), con entrata in vigore il 1° ottobre 2022. L'OREI prevede che i gestori delle centrali di stoccaggio, in cambio di un compenso, trattengano una determinata quantità di energia.

Con il presente progetto vengono integrati nella riserva invernale anche le centrali elettriche di riserva, i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione forza-calore (impianti di cogenerazione). In linea di principio, anche una riduzione mirata della domanda può contribuire a favorire l'equilibrio tra produzione e consumo. Il piano per tale riserva non è ancora stato definito. Diverse forme di riduzione della domanda possono essere applicate (o lo sono già) e occorre distinguere tra quelle utilizzate all'interno del mercato dell'energia elettrica e quelle utilizzate all'esterno (come riserva). Il piano sarà ultimato nella primavera 2023 e verrà successivamente integrato nell'ordinanza a complemento delle altre misure di riserva, affinché questo tipo di riserva possa essere preso in considerazione nei bandi pubblici per l'inverno 2023/2024.

Sotto il profilo formale il presente atto normativo costituisce un'estensione e nel contempo una revisione totale dell'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (OREI), il cui nuovo titolo sarà «Ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica per l'inverno (Ordinanza sulla riserva invernale, OREI)». Le basi legali della presente ordinanza, come già per la prima parte sulla riserva di energia idroelettrica, sono l'articolo 9 della legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7) nonché l'articolo 5 capoverso 4 della legge federale del 17 giugno 2016 sull'approvvigionamento economico del Paese (LAP; RS 531). Il Consiglio federale ha scelto la via dell'articolo 9 LAEI il 16 febbraio 2022 quando ha avviato la costituzione della riserva di energia elettrica per l'inverno. Poiché nell'estate 2022 le previsioni sulla situazione dell'approvvigionamento per l'inverno 2023/2024 sono peggiorate, l'Esecutivo ha deciso di integrare la riserva con centrali elettriche di riserva. Il richiamo alla LAP, che consente al Consiglio federale di prendere misure preparatorie per rendere più resiliente il sistema di approvvigionamento elettrico e la stabilità della rete in vista di situazioni di tensione, fornisce un supporto ulteriore alla procedura scelta. Si fonda in particolare sulla LAP anche la possibilità di decidere gli obblighi di partecipazione. Anche eventuali indennità ai titolari dei moduli delle centrali elettriche di riserva (se non si individua alcun gestore) poggiano sulla LAP (art. 38 LAP). Come modifica di atti normativi correlati, la presente revisione prevede una modifica dell'ordinanza sul CO₂. In questo modo si garantisce che le centrali di riserva, i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione funzionino senza aumentare il bilancio totale di CO₂. Risultano necessari alcuni adattamenti successivi di carattere prettamente redazionale anche nell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71).

L'ordinanza rimane in vigore fino al 31 dicembre 2026. Si tratta di una soluzione transitoria che a medio termine deve essere sostituita da una legge. Qualora fosse necessario costruire nuove centrali di

riserva, anche questo aspetto rientrerebbe in tale atto normativo. La presente OREI prevede già la possibilità di svolgere aste (il termine è utilizzato come sinonimo di «bandi pubblici») per simili nuove centrali, qualora necessario visti i tempi di realizzazione.

1.2 Contenuto principale dell'ordinanza

Tramite una riserva di energia, l'OREI offre una garanzia per le situazioni di penuria straordinarie nell'approvvigionamento elettrico, soprattutto durante il periodo che intercorre tra l'inverno e la primavera. Oltre alla costituzione annuale di una riserva di energia idroelettrica, disciplinerà anche la messa a disposizione di centrali elettriche di riserva, gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione nonché l'interazione delle due parti della riserva. Questi tipi di impianti, sotto forma di «riserva complementare» con una potenza complessiva massima di 1000 MW, apportano energia supplementare nel sistema elettrico, completando così la riserva di energia idroelettrica che contiene solo energia. Possono partecipare come centrali elettriche di riserva gli impianti che funzionano a gas o altri vettori energetici. Tuttavia, a causa dell'incertezza nell'approvvigionamento del gas dovuta alla guerra in Ucraina, in primo piano vi sono gli impianti bicomustibili che possono produrre energia elettrica a partire dall'olio da riscaldamento e possibilmente anche dall'idrogeno. Queste centrali elettriche di riserva vengono impiegate solo per la riserva e non possono produrre elettricità per il mercato.

I gestori ricevono un compenso per la disponibilità dell'impianto che va a coprire i costi d'esercizio fissi, a prescindere dall'impiego. In caso di prelievo della riserva, i gestori ottengono inoltre un indennizzo a copertura dei costi legati all'impiego effettivo dell'impianto. Il finanziamento avviene tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto; in questo modo sono i consumatori di energia elettrica a sostenere le spese della riserva. In caso di mancata compensazione del mercato, invece, la modalità di finanziamento è diversa: i costi sono computati ai gruppi di bilancio che presentano un disavanzo di copertura.

I bandi pubblici per la riserva di energia idroelettrica sono svolti da Swissgrid, la società nazionale di rete. Poiché le centrali elettriche di riserva producono energia supplementare e potrebbero essere costruite ex novo a tale scopo, in una prima fase i relativi bandi pubblici sono svolti ancora dal Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) o dall'Ufficio federale dell'energia (UFE). Nell'estate/autunno 2022 i contratti con le centrali elettriche di riserva che parteciperanno alla riserva sin dal suo avvio, a febbraio 2023, sono stati stipulati proprio dal DATEC e dall'UFE. Terminata la fase transitoria, lo svolgimento dei bandi pubblici per la riserva complementare competerà anche a Swissgrid. I gestori dei gruppi elettrogeni di emergenza e degli impianti di cogenerazione sono raggruppati attraverso i responsabili del pooling (o «aggregatori»). Anche il prelievo della riserva spetta a Swissgrid; per questo l'OREI contiene alcune disposizioni per l'ordine di prelievo che la Commissione federale dell'energia elettrica (ECom) dovrà stabilire. L'ordinanza fissa un ordine di priorità per l'interazione delle parti della riserva. Inoltre, prevede che, in via eccezionale, le centrali elettriche di riserva possono essere impiegate anche preventivamente per scongiurare l'eventuale penuria di energia elettrica apportando energia supplementare alla riserva di energia idroelettrica. Pertanto, la suddivisione dei compiti è in linea di massima identica a quella della precedente riserva di energia idroelettrica. La ECom stabilisce le principali disposizioni preliminari e sorveglia l'attuazione della riserva; in particolare vigila affinché i compensi non siano eccessivamente elevati. Non deve invece interferire con quanto avviato dal DATEC e dall'UFE in merito alla riserva complementare precedentemente all'OREI e nemmeno nei bandi pubblici che in una prima fase sono di competenza dell'UFE. Swissgrid si occupa dello svolgimento operativo della riserva di energia elettrica (incl. i bandi pubblici), ma non può ordinare provvedimenti che configurino l'esercizio di poteri sovrani, poiché questi spettano alla ECom.

2. Ripercussioni per l'economia, il personale e altre ripercussioni per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni

A livello di Confederazione occorre mettere in conto un onere maggiore in termini di risorse economiche e di personale per l'esecuzione delle norme previste. Gli oneri aggiuntivi gravano soprattutto sulla EICom, che determina i relativi valori di riferimento per le riserve e i relativi bandi pubblici, sorveglia la riserva, decide l'ordine di prelievo e redige i rapporti periodici. Anche in seno all'UFE aumenta l'onere per l'esecuzione. Esso comprende gli accordi stipulati con i gestori o gli aggregatori, la determinazione dei requisiti tecnici di esercizio per le centrali elettriche di riserva, i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione, l'individuazione dei gestori nonché, in una fase transitoria, lo svolgimento dei bandi pubblici. Il maggiore fabbisogno finanziario (credito per beni e servizi) può essere compensato internamente. Per la EICom e l'UFE si prevede un fabbisogno maggiore anche in termini di personale, già approvato dal Consiglio federale il 16 febbraio 2022.

Come già menzionato, sono i consumatori di energia elettrica o i gruppi di bilancio a sostenere le spese del compenso per la disponibilità e l'indennizzo per il prelievo destinati alle centrali di riserva sotto forma di corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto. In tal modo non si grava sulle casse della Confederazione. Anche le spese sostenute dalla Confederazione affinché, da febbraio 2023, le centrali di riserva possano essere operative e i gruppi elettrogeni di emergenza partecipare alla riserva complementare, vengono restituite alla Confederazione, senza corresponsione di interessi, tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

Le centrali di riserva comportano ripercussioni in particolare per il territorio e l'ambiente (cfr. anche n. 3). Pertanto, risultano toccati soprattutto i Cantoni e i Comuni nei quali sorgono le centrali di riserva. La Confederazione ha già contattato o contatterà questi Cantoni e Comuni. Dal punto di vista economico e del personale, le ripercussioni sono contenute; una parte può essere coperta dalle attuali ordinanze in materia di emolumenti. A breve termine, per le autorità dei Comuni sui cui territori sorgeranno le riserve, la mole di lavoro sarà però considerevole.

3. Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società

L'impiego di centrali di riserva aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico per le aziende e le economie domestiche in Svizzera. L'obiettivo è di scongiurare una situazione di penuria di energia o di mitigarla il più possibile. A seconda dell'intensità e della durata, una tale situazione può avere ripercussioni pesanti per l'economia e la popolazione, con conseguenti costi elevati. D'altro canto, le centrali di riserva comportano anche conseguenze negative per il territorio e l'ambiente.

La disponibilità e il possibile impiego di centrali di riserva implicano costi per tutti i consumatori di elettricità. Con la stipula dell'accordo con General Electric Gas Power le spese totali per la centrale elettrica di riserva di Birr (AG) per un periodo di quattro anni ammontano a circa 470 milioni di franchi. Recentemente la Confederazione ha approvato ulteriori risorse finanziarie per l'attuazione di misure di protezione fonica per un ammontare di 10 milioni di franchi. Inoltre, ha stipulato un contratto per una seconda centrale elettrica di riserva, già disponibile nell'inverno 2022/2023: si tratta della centrale termica di Cornaux (NE) appartenente all'azienda di approvvigionamento energetico della Svizzera romanda Groupe E. I costi per il periodo pattuito di poco superiore a tre anni ammontano in questo caso a 9,15 milioni di franchi, a cui si aggiungono costi di esercizio ancora imprecisati per l'impiego della centrale elettrica di riserva. Altri costi deriveranno dalla stipula di accordi con ulteriori gestori di centrali elettriche. Le trattative sono ancora in corso, anche per l'integrazione nella riserva invernale dei gruppi elettrogeni di emergenza ed eventualmente degli impianti di cogenerazione. Per le centrali elettriche di riserva esistenti, compresi i gruppi elettrogeni di emergenza, le stime totali dei costi dal 2023 ad aprile 2026 si aggirano intorno ai 790 milioni di franchi. Questo importo corrisponde a un aumento

medio del corrispettivo per l'utilizzazione della rete pari a circa 0.5 centesimi per chilowattora nel periodo 2024–2026 (le tariffe per il 2023 sono già state fissate). Si tratta però di costi provvisori perché non è escluso che vengano ad aggiungersi ulteriori impianti. L'impiego effettivo delle centrali elettriche di riserva comporterà ulteriori costi (costi variabili, p. es. per il gas o altri vettori energetici). In caso di mancata compensazione del mercato, questi costi non saranno trasferiti a tutti i consumatori di energia elettrica, bensì computati ai gruppi di bilancio che presentano un disavanzo di copertura. In base a stime approssimative i costi per la riserva di energia idroelettrica per il periodo invernale 2022/2023 fino all'inverno 2025/2026 ammontano a circa 1,2 miliardi di franchi, il che incrementa ulteriormente il corrispettivo per l'utilizzazione della rete in media di circa 0.7 centesimi per chilowattora nel periodo 2024–2026. Pertanto, dal 2024 al 2026 il corrispettivo per l'utilizzazione della rete in media aumenta complessivamente di 1.2 ct./kWh (0.5 ct./kWh per la riserva complementare e 0.7 ct./kWh per la riserva di energia idroelettrica).

Nell'esercizio di prova e nella fase dell'effettivo prelievo, in particolare le centrali elettriche di riserva provocano emissioni di CO₂ che hanno implicazioni sul riscaldamento climatico. Gli impianti saranno però utilizzati in maniera tale da non sovraccaricare il bilancio totale di CO₂. Per quanto riguarda le altre ripercussioni (protezione dell'aria, rumore), occorre allentare temporaneamente le relative prescrizioni per gli impianti di riserva, nell'interesse superiore della sicurezza dell'approvvigionamento. Con l'ordinanza del 21 dicembre 2022 sull'esercizio di centrali di riserva e gruppi elettrogeni di emergenza (RS 531.66) in presenza di una situazione di penuria già sopraggiunta o imminente, in via eccezionale il Consiglio federale ha dichiarato temporaneamente non applicabili in particolare i valori limite per l'inquinamento atmosferico, il rumore e il calore residuo nonché le limitazioni dell'orario d'esercizio.

4. Spiegazioni concernenti le singole disposizioni

Qui di seguito vengono commentate principalmente le nuove disposizioni, ossia quelle concernenti la nuova «riserva complementare» e l'interazione delle diverse parti della riserva. Per le disposizioni relative alla riserva di energia idroelettrica si rinvia alle spiegazioni di settembre 2022 che sono state redatte e pubblicate in occasione della prima versione dell'OREI (qui di seguito: «spiegazioni OREI I»)¹. Di seguito sono inoltre riportate in forma riassuntiva le aggiunte alle disposizioni sulla riserva di energia idroelettrica e agli articoli di natura generale.

Art. 1

Nell'articolo 1 intervengono alcune modifiche terminologiche che illustrano il complemento dell'attuale riserva di energia idroelettrica ossia l'integrazione nella riserva delle centrali elettriche di riserva e di altri tipi di impianti. La parola «inverno», che figura anche nel titolo dell'ordinanza, va intesa in senso molto ampio. Il lasso di tempo in questione può includere un periodo dell'anno che, secondo il normale uso linguistico, cade già in primavera, ossia aprile o maggio.

Art. 2–5

Modifica testuale di lieve entità rispetto alla prima versione dell'OREI, senza implicazioni materiali. Per le spiegazioni concernenti questo articolo si rinvia alle «spiegazioni OREI I». Nell'*articolo 2* si esplicita che il compito di dimensionamento della EICom continua a limitarsi alla riserva di energia idroelettrica, ma che la EICom deve considerare anche il contributo aggiuntivo in virtù della nuova riserva complementare (art. 6 e segg.). Con fabbisogno di energia elettrica si intende un fabbisogno netto, per il quale la EICom deve prendere in considerazione anche misure di riduzione del consumo. Queste non

¹ www.admin.ch > Diritto federale > Raccolta sistematica > RS 734.722 > Commento dell'atto di base

comprendono le misure di intervento economico secondo la LAP, poiché, se necessario, la riserva interviene ancor prima delle misure LAP. Si tratta piuttosto di misure volontarie, per esempio adottate dall'economia, dai privati o dalle città, volte a ridurre l'illuminazione negli spazi pubblici o negli edifici.

La EICom dispone di un certo margine di manovra per decidere se dimensionare la riserva di energia idroelettrica sin dall'inizio, in modo tale da poter prestare prevedibilmente il contributo richiesto oppure se aumentare la riserva di energia idroelettrica con un impiego anticipato delle centrali di riserva solo in un secondo tempo, quando si concretizza la necessità. In caso di previsioni molto positive circa la sicurezza dell'approvvigionamento la EICom potrebbe anche stabilire un dimensionamento molto ridotto della riserva di energia idroelettrica oppure rinunciare del tutto alla sua costituzione, fornendo le relative istruzioni a Swissgrid.

Art. 3: nell'ambito dei bandi pubblici la EICom può escludere i compensi eccessivamente elevati, come già avvenuto nell'ottobre 2022. Tale esclusione può essere seguita anche dall'annullamento del bando pubblico in questione. Se la EICom lo ritiene opportuno, fornisce le corrispondenti istruzioni a Swissgrid. In ogni caso l'esclusione del compenso non deve necessariamente essere seguita dall'annullamento del bando pubblico.

Per quanto riguarda *l'articolo 4*, va osservato che l'obbligo di partecipazione non deve riguardare principalmente le centrali idroelettriche che producono corrente di trazione; queste andrebbero invece considerate tra le ultime. In ogni caso, tali centrali potrebbero essere assoggettate a un obbligo solo se non hanno necessariamente bisogno di energia per mantenere il traffico ferroviario.

L'articolo 5 subisce una lieve modifica di natura redazionale: nel caso il DATEC impartisca un obbligo di partecipazione secondo l'articolo 4, automaticamente, in forza della OREI, diventa parte integrante di tale obbligo anche il contenuto uniforme dell'accordo secondo l'articolo 5. Swissgrid è libera di fissare questi contenuti dal punto di vista formale (anche) in un accordo, che risulterebbe necessario come base per l'impiego nella riserva. Inoltre, aspetti come la quantità di energia da mantenere sono specifici di ogni gestore e non possono quindi essere «standardizzati». In caso di controversia in merito alla definizione dei contenuti tramite accordi, la EICom dovrebbe prendere una decisione sulla base della sua competenza dispositiva generale secondo l'articolo 24 capoverso 2.

Art. 6 Disposizioni generali per la partecipazione alla riserva complementare

Insieme ai gruppi elettrogeni di emergenza e agli impianti di cogenerazione, le centrali elettriche di riserva alimentate a gas o ad altri vettori energetici, come l'olio da riscaldamento extra leggero, costituiscono sotto forma di riserva complementare la seconda parte della riserva di energia elettrica per l'inverno.

Il quadro secondo i capoversi 1 e 2 deve essere adattabile in due direzioni. È quanto disciplinato dal capoverso 3, nel senso che il DATEC ottiene le relative competenze grazie a una disposizione potestativa.

In primo luogo il valore di 1000 MW di potenza va considerato in termini flessibili, se si prevede che la riserva debba essere maggiore. Dal punto di vista materiale sono rilevanti in questo caso i criteri per il dimensionamento della riserva di energia idroelettrica (art. 2 cpv. 2). Secondariamente un quadro di coordinamento può essere utile quando, nella riserva complementare, si tratta di definire un ordine di priorità tra i diversi e possibili tipi di impianti. Ciò è rilevante in particolare nel momento in cui, terminata la fase transitoria, è Swissgrid ad avere la competenza per i bandi pubblici. Ci si chiede, per esempio, fino a che punto si debba puntare sulle centrali elettriche di riserva rispetto al potenziale dei gruppi elettrogeni di emergenza.

Il *capoverso 4* si ricollega alla validità della OREI fino a fine 2026 (art. 30) e stabilisce che la partecipazione alla riserva può proseguire sino a tale data. Dopodiché il tutto sarà disciplinato dalle disposizioni successive, ossia le norme di legge e la relativa esecuzione. In base a queste è ipotizzabile il proseguimento della partecipazione, che tuttavia non è pregiudicato dalla presente ordinanza.

Art. 7 Partecipazione di gestori di gruppi elettrogeni di emergenza e di impianti di cogenerazione alla riserva complementare

Cpv. 1: nel caso dei gruppi elettrogeni di emergenza e degli impianti di cogenerazione i partecipanti alla riserva sono i gestori di tali impianti (art. 6 cpv. 2). Tuttavia, tra questi e la riserva intervengono quale elemento obbligatorio di collegamento i responsabili del pooling (o «aggregatori»; i due termini sono utilizzati come sinonimi nelle presenti spiegazioni). Senza questi non è possibile partecipare alla riserva complementare, eccetto che per i gestori di grandi impianti di cogenerazione con una potenza a partire da 5 MW. Con i gestori di questi impianti è possibile stipulare direttamente un accordo di partecipazione alla riserva. Generalmente gli aggregatori raggruppano gli impianti dello stesso tipo, ossia gruppi elettrogeni di emergenza oppure impianti di cogenerazione, ma tale condizione non è tassativa.

Cpv. 2: analogamente a quanto stabilito per la riserva di energia idroelettrica anche per la riserva complementare gli impianti devono immettere elettricità nella zona di regolazione svizzera (art. 6 cpv. 2 lett. b). In tal modo si escludono, tra gli altri, i puri impianti a isola che non immettono elettricità in rete e che pertanto non possono contribuire direttamente alla riserva. Tali impianti possono, se del caso, essere utilizzati per ridurre il carico in caso di difficoltà di approvvigionamento. Ciò avviene, da un lato, attraverso meccanismi basati sul mercato, che, grazie alla riduzione del carico, contribuiscono alla sicurezza dell'approvvigionamento. Dall'altro, sono ammessi alla riserva complementare anche i gruppi elettrogeni di emergenza con funzionamento a isola, con severe limitazioni: i gestori devono aver ricevuto dal proprio gestore di rete un divieto di immissione in rete e possono commutare l'esercizio nella modalità a isola solo in caso di prelievo della riserva o di guasti di rete (incluse le interruzioni). La partecipazione secondo questa modalità può avvenire una sola volta, al massimo sino al 30 aprile 2023. Nel successivo inverno 2023/2024, una volta eliminati i problemi che hanno portato al divieto di immissione in rete (nella maggior parte dei casi si tratta della mancanza dell'equipaggiamento di sicurezza per spegnere un corto circuito nella rete elettrica), i gestori in questione dovrebbero poter essere integrati normalmente nella riserva complementare.

Cpv. 3: anche la partecipazione degli impianti di cogenerazione è soggetta a determinate limitazioni. Una partecipazione alla riserva invernale ha senso solamente con la parte dell'impianto di cogenerazione che produce energia elettrica (ossia, che funziona a pilotaggio elettrico); inoltre è richiesto che l'impianto apporti nel sistema elettrico potenza ed energia supplementari. Altri impianti di cogenerazione possono dare un contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento secondo il loro utilizzo originario sul mercato. Il termine «capacità produttiva» non riguarda la parte dell'impianto che produce calore e significa che normalmente non deve essere prodotta elettricità, ma solo in caso di prelievo. Inoltre, attraverso criteri di idoneità di natura tecnica, l'UFE può porre ulteriori limitazioni agli impianti ammessi. Infine, è importante che si evitino «doppie promozioni», anche in considerazione di fattispecie riguardanti i contributi d'investimento che potrebbero essere introdotte dal legislatore. I gestori devono decidere se usufruire degli aiuti agli investimenti oppure se partecipare alla riserva invernale.

Il *capoverso 4* disciplina la compensazione del CO₂: i gestori o devono partecipare al SSQE o compensare integralmente le emissioni di CO₂ attraverso il rilascio di attestati nazionali o internazionali.

Art. 8 Costituzione e ampliamento della riserva complementare con centrali elettriche di riserva

Cpv. 1: in una fase preparatoria attiva contestuale all'elaborazione dell'ordinanza si sono svolte le trattative tra la Confederazione e i proprietari di impianti idonei, i possibili gestori e i Cantoni. Solo grazie a queste premesse è stato possibile ottenere che una prima parte di tali impianti sia pronta per la riserva già a febbraio 2023. Il *capoverso 1* subordina questo primo gruppo di impianti e i relativi gestori al regime di riserva dell'OREI. La «costituzione» non rappresenta un atto particolarmente formale. Una volta stipulato l'accordo di partecipazione alla riserva, al momento del suo avvio i gestori vi partecipano automaticamente.

Se, secondo il capoverso 1, gli impianti previsti per la riserva immediata non bastano per raggiungere la potenza auspicata, il *capoverso 2* prevede la possibilità, soprattutto in vista dei prossimi inverni, ma innanzitutto nell'inverno 2023/2024, di mobilitare centrali aggiuntive per la riserva. Al centro dell'interesse vi sono, come sinora, gli impianti esistenti, che vanno trasformati rapidamente in modo tale da essere pronti per la riserva. Se si concretizza la prospettiva di un bando pubblico efficace (con un numero sufficiente di interessati) che non renda necessaria un'altra procedura d'urgenza, occorre svolgere dei bandi pubblici. Pertanto, una procedura come quella scelta nell'estate 2022, in cui la Confederazione si è rivolta a tutti i potenziali gestori senza escludere nessuno, sarebbe possibile anche per l'articolo 8 capoverso 2. Il *capoverso 3* contiene un elenco non esaustivo dei diversi criteri di aggiudicazione per i bandi pubblici.

I capoversi 1 e 2 dell'articolo 8 designano quindi una struttura a due livelli della riserva complementare con le centrali elettriche di riserva. Sarebbe da intendersi quasi come un terzo passaggio se, secondo l'articolo 13, si svolgesse una tornata d'asta anche per le centrali elettriche di riserva ancora da costruire.

Le norme di legge successive stabiliranno in che misura le centrali elettriche di riserva, già integrate nella riserva in regime di OREI, potranno rimanervi. È probabile che i gestori dovranno nuovamente partecipare a bandi pubblici e non è da escludere che alcuni partecipanti alla riserva integrati a partire dalla primavera 2023 debbano stipulare accordi che vanno al di là della validità della OREI, al fine di garantire la sicurezza degli investimenti. Al momento della stipula di un accordo di questo tipo, la OREI costituisce una base valida a tal fine e nel contempo offre al legislatore la possibilità di adottare una normativa successiva. Per stabilire la durata di un accordo di questo tipo, più a lungo termine, non si dovrebbero applicare schemi rigidi. Occorre piuttosto chiedersi quale sia la durata appropriata e proporzionata. In ultima analisi, anche nel caso in cui un operatore ponga condizioni difficilmente accettabili, vi sarebbe la possibilità di imporre l'obbligo di partecipazione alla riserva (art. 9).

L'ammissione nella riserva non comporta il contestuale rilascio dell'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio. Per ottenere l'autorizzazione devono essere verificate le prescrizioni non solo di natura tecnica, ma anche ambientale e inerenti alla pianificazione del territorio. Solo così si rispettano le procedure in materia, anche se per determinati impianti compresi nella riserva secondo la OREI alcune regole specifiche sono state in parte allentate.

In una fase transitoria che durerà fino all'autunno 2023 i bandi pubblici saranno ancora svolti dall'UFE (art. 29); dal 1° ottobre 2023 questa competenza verrà trasferita a Swissgrid (art. 29). La società nazionale di rete, cui competono già le aste per la riserva di energia idroelettrica, per questi nuovi bandi pubblici deve innanzitutto effettuare i necessari lavori preparatori, coadiuvata dalla Confederazione. I bandi pubblici svolti da Swissgrid riprendono il modello del primo bando pubblico dell'UFE, al fine di garantire costi bassi e la continuità nel processo di aggiudicazione. In base a questo modello, Swissgrid, d'intesa con l'UFE, può stabilire le modalità dei bandi. Per ridurre i costi, è importante soprattutto prevedere una prequalifica dei partecipanti al bando e un processo di gara su più livelli.

Secondo il capoverso 4, per i prossimi bandi pubblici la EICom, attraverso Swissgrid, verifica che non siano accettate offerte con compensi per la disponibilità eccessivamente elevati. Nei bandi di gara svolti nella fase transitoria ancora dall'UFE (art. 29) la EICom non può intervenire e tale verifica è svolta dall'UFE. Va da sé che la EICom non può intervenire nemmeno nei casi di partecipazione alla riserva in forza di contratti stipulati prima del 15 febbraio 2023 (art. 8 cpv. 1).

Art. 9 Obbligo di partecipazione

Analogamente a un possibile obbligo di partecipazione per la riserva di energia idroelettrica (art. 4) anche per le centrali elettriche di riserva deve esserci la possibilità di imporre un obbligo a un gestore. Nell'articolo 9 l'ottica risulta però leggermente diversa dato che perlomeno la costituzione della prima riserva non avviene tramite asta. Con l'articolo 9 in particolare si punta a garantire che, per l'impianto di Birr (AG), ci sia un gestore che gestisca puntualmente l'impianto al servizio della riserva di energia elettrica. A tale scopo si deve poter eventualmente prevedere un obbligo (cfr. anche l'art. 5 cpv. 4 LAP). Nel frattempo, con l'impianto di Birr (AG) è stato stipulato un contratto, per cui l'obbligo non si

impone. Tuttavia, il fabbisogno sussiste anche nei casi analoghi e, in caso di guasto, si dovrebbe avere la possibilità di imporre l'obbligo a un gestore. La procedura è fondamentalmente analoga a quella applicata per la riserva di energia idroelettrica e, anche in questo caso, la possibilità ha durata limitata (art. 30 cpv. 3). L'articolo 9 si spinge però oltre il caso illustrato e offre fondamentalmente la possibilità di obbligare tutti i gestori idonei e capaci di far funzionare una centrale elettrica di riserva. Il DATEC ha stabilito il compenso in maniera analoga a quello previsto per la riserva di energia idroelettrica (art. 4 cpv. 2).

Art. 10 Accordo con i gestori delle centrali idroelettriche di riserva e compenso per la disponibilità
Cpv. 1 e 2: oltre che sulle disposizioni dell'OREI l'azione dei gestori nella riserva si basa prima di tutto su un accordo, i cui contenuti essenziali sono elencati nell'OREI. Gli accordi devono essere il più possibile uniformi, ma data la varietà degli impianti possono esserci delle differenze. L'elenco di cui al capoverso 2 implica tutta una serie di disposizioni. Per esempio, per quanto riguarda la durata e il periodo della disponibilità (lett. b) deve essere disciplinato anche il corrispondente fabbisogno di vettori energetici; inoltre, in merito ai test di operatività (lett. d) occorre tener conto delle specifiche delle singole centrali elettriche di riserva. Quando la lettera f rinvia all'articolo 5 sono indicati anche gli obblighi di informazione e notifica, oltre alla pena convenzionale. Per quest'ultima, possono essere rilevanti anche punti di vista diversi rispetto alle disposizioni della ECom concernenti la riserva di energia idroelettrica.

L'UFE conclude tali accordi con i primi gestori, in particolare quelli con i quali sono stati stipulati contratti di partecipazione alla riserva già a partire dall'estate 2022, ma anche nella fase transitoria fino all'autunno 2023 (art. 29). In questi casi potrebbe rendersi necessario un ulteriore contratto tra Swissgrid e i gestori (non menzionato esplicitamente nella OREI) che disciplini i dettagli operativi (cpv. 2 lett. e).

Cpv. 3: analogamente all'articolo 5 capoverso 3, nel caso il DATEC impartisca un obbligo di partecipazione, anche per le centrali elettriche di riserva serve una base giuridica e di lavoro che disciplini tutti gli aspetti dell'impiego della riserva. In questo caso, se necessario (qualora il gestore e la società di rete non riescano ad accordarsi) il DATEC ne stabilisce i contenuti mediante decisione. Se per l'accordo esiste uno standard uniforme, questo è determinante (art. 5 cpv. 3 per analogia). Che un'autorità intervenga in questi rapporti, ovvero che ne strutturi il contenuto, potrebbe risultare insolito, ma capita anche in altri settori. È quanto accade per le soluzioni di accesso alla rete (cfr. p. es. art. 13 cpv. 2 della legge federale del 4 ottobre 1963 sugli impianti di trasporto in condotta [RS 746.1] o art. 5 cpv. 3 OAEI).

Un aspetto importante è il compenso adeguato per la disponibilità da corrispondere al gestore secondo il *capoverso 4*. La ECom può escludere compensi eccessivi nell'ambito dei bandi pubblici (art. 8 cpv. 4), tuttavia soltanto a partire dal momento in cui è Swissgrid a svolgere i bandi. Con il compenso per la disponibilità vengono rimborsati i costi fissi in contrapposizione all'indennizzo per il prelievo che copre i costi variabili di esercizio (art. 20 cpv. 3 e segg.). La periodicità dei pagamenti deve essere disciplinata nell'accordo. Sono inclusi nel compenso per la disponibilità i costi per il terreno, la realizzazione dell'impianto, l'allacciamento alla rete del gas e dell'energia elettrica nonché lo stoccaggio e l'acquisto dei vettori energetici, trasporto compreso. Sono compensati solo i costi che il gestore deve effettivamente assumersi. Anche le misure di riduzione delle emissioni comportano dei costi; pertanto, il compenso per le centrali elettriche di riserva che provocano un minor quantitativo di emissioni è maggiore. Viceversa, per quanto riguarda i costi per le limitazioni delle emissioni, occorre considerare che possono produrre un vantaggio anche oltre la validità della OREI; di conseguenza per questi costi è opportuno un conteggio pro-rata. In ultima analisi, la ECom deve tener conto di questo aspetto nell'ambito della sua funzione generale di sorveglianza. I costi di produzione o di locazione non sono inclusi nel compenso per la disponibilità se, poniamo il caso, la Confederazione mette a disposizione una centrale tramite un fornitore terzo (p. es. nel caso di Birr). Tali costi sono indennizzati al fornitore

terzo. Questo denaro è anticipato dalla Confederazione che sarà rimborsata in un secondo momento, tuttavia non prima del 2024 (art. 23 cpv. 1).

Art. 11 Requisiti operativi e restrizioni d'esercizio delle centrali elettriche di riserva

Il capoverso 1 contiene una norma fondamentale per le centrali elettriche e a gas di riserva che sono destinate esclusivamente alla riserva e non producono energia elettrica per il mercato. Questa esclusione ha un fondamento inerente alla politica climatica. Nel caso in cui debbano essere impiegate per un prelievo della riserva, le centrali vengono coinvolte nel sistema di scambio di quote di emissioni (SSQE). Un'ulteriore produzione per il mercato, sempre nell'ambito del SSQE, non è però auspicata e pertanto è vietata. Si può invece ipotizzare un impiego dei generatori al servizio della rete per il mantenimento della tensione (cpv. 4), purché ciò non limiti la disponibilità della riserva e sussistano le condizioni tecniche per l'esercizio del variatore di fase. A tal fine la turbina a gas e il generatore devono essere separati meccanicamente. Quando è in funzione il variatore di fase la turbina a gas è spenta, non servono né gas né altri vettori energetici e non si generano emissioni.

È altresì consentito secondo *il capoverso 2* fornire prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS), ma solamente a partire dalla primavera e sino all'inizio dell'inverno, ossia al di fuori della fase critica per la sicurezza dell'approvvigionamento. Nella OREI questo lasso di tempo è definito «periodo di disponibilità» e costituisce il quadro temporale massimo. La EICom può precisare tale periodo di anno in anno (per i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione, nel cui caso la EICom fa la stessa cosa, può stabilire una durata diversa). Il mercato delle PSRS non è accessibile per le centrali elettriche di riserva che non rispettano le prescrizioni in materia ambientale, in particolare riguardanti le emissioni foniche e di sostanze inquinanti, oppure altre prescrizioni motivate in modo analogo, per esempio concernenti il calore residuo o il numero massimo di ore d'esercizio. Si presuppone che i valori limite di emissioni non saranno rispettati, per esempio nella centrale elettrica di riserva di Birr, quanto meno per la stagione invernale 2022/2023.

Secondo *il capoverso 3* gli impianti devono continuare a soddisfare i requisiti operativi tecnici stabiliti dall'UFE (art. 30 cpv. 3 LAEI). Tali requisiti sono di natura generale e non trattano il caso singolo; tuttavia, potrebbero riguardare aspetti talmente specifici da riferirsi in ultima analisi a una singola centrale. I requisiti operativi comprendono da un lato le possibilità tecniche di una centrale, dall'altro anche le richieste del sistema di approvvigionamento elettrico in termini di flessibilità d'impiego della riserva.

Art. 12 Tariffa per l'utilizzo delle condotte

Nelle centrali a gas, un fattore di costo importante possono essere i corrispettivi per l'utilizzazione della rete, che non sono disciplinati e neppure rientrano nelle competenze della EICom. L'articolo 12 si ricollega alla norma dell'articolo 13 della legge sugli impianti di trasporto in condotta, ma a differenza di quest'ultima si focalizza sul fatto che l'UFE interviene non solo in caso di controversie, bensì anche d'ufficio. L'UFE sceglierebbe la soluzione migliore valutando i costi effettivi, dipendendo eventualmente dalle indicazioni ottenute dai gestori delle condotte che potrebbe richiedere in virtù dell'articolo 24. L'eventuale definizione di tariffe può applicarsi sia alla prenotazione delle capacità che al loro effettivo utilizzo.

Art. 13 Bandi pubblici per nuove centrali elettriche di riserva

Oltre alle centrali elettriche di riserva che verranno ammesse secondo l'articolo 8 nella riserva complementare direttamente il prossimo inverno, a medio termine possono rivelarsi necessarie altre centrali elettriche di riserva (stavolta nuove), eventualmente costruite su nuovi siti. Nel caso dei nuovi impianti citati all'articolo 13 non vi è l'intenzione di designare la Confederazione come gestore o produttore. Essa si limiterebbe a cercare tramite bando pubblico degli attori che realizzerebbero e gestirebbero tali impianti. La Confederazione, infatti, non ha la competenza costituzionale di agire come produttore

di elettricità sul mercato. L'approvvigionamento energetico è compito del settore dell'energia (art. 6 cpv. 2 LEne), che è in massima parte di proprietà di Cantoni e Comuni. In qualità di proprietari questi ultimi sono pertanto co-responsabili della costruzione di nuove centrali elettriche. Il settore dell'energia, tuttavia, finora non ha avviato le pertinenti misure. Poiché i tempi di realizzazione (pianificazione del territorio, autorizzazione, costruzione) di simili progetti sono lunghi, la Confederazione dovrebbe poter lanciare al più presto i bandi pubblici affinché i progetti possano essere avviati. Attualmente mancano però le necessarie basi formali-legali, da creare a medio termine. Concretamente in quest'ordinanza viene pertanto anticipato un bando pubblico per nuove centrali elettriche. Il suo carattere è quindi puramente transitorio.

Il *capoverso 2* dichiara applicabile l'articolo 8 capoversi 2 e 3 ai bandi pubblici e ai criteri di aggiudicazione. Così, anche in questo caso Swissgrid può stabilire preventivamente le modalità di gara, per esempio un modello a due livelli che includa la prequalifica, facendo comunque sempre riferimento alle concezioni elaborate dall'UFE per i bandi di gara (cfr. art. 8). Le modalità dei bandi devono pertanto essere stabilite d'intesa con l'UFE. Il fatto che, terminata la fase transitoria, a Swissgrid sia affidato lo svolgimento dei bandi pubblici non significa anche attribuirle un nuovo ruolo come ente competente in ultima istanza per la sicurezza dell'approvvigionamento.

Art. 14 Costituzione e ampliamento della riserva complementare con gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione

I gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione possono a loro volta fornire un contributo prezioso per la riserva. Sono parte della riserva complementare, come disciplinato negli articoli 14–16, oltre che negli articoli 6 e 7.

I gruppi elettronici di emergenza sono impiegati prevalentemente per rifornire di energia elettrica utenti finali particolarmente importanti come gli ospedali, le pompe di acqua potabile o i centri di calcolo in presenza di interruzioni nella rete pubblica. Si tratta in genere di sistemi che funzionano a diesel e che hanno una potenza fino a diverse migliaia di chilowatt. Gli impianti di cogenerazione producono contemporaneamente forza e calore attraverso il processo di trasformazione di vettori energetici in turbine a gas o a vapore, motori a combustione interna, altri impianti termici e celle a combustibile.

Alla riserva complementare che prenderà il via a febbraio 2023 parteciperanno inizialmente solo i gruppi elettrogeni di emergenza, mentre gli impianti di cogenerazione saranno integrati solo a partire da gennaio 2024. I gestori di gruppi elettrogeni di emergenza con funzionamento a isola, la cui partecipazione è limitata nel tempo, sono compresi nella riserva tramite gli aggregatori e pertanto l'articolo 7 capoverso 1 vale anche per loro. La loro partecipazione come impianti con funzionamento a isola è tuttavia limitata sino alla fine di aprile 2023.

Cpv. 2: come per le centrali elettriche di riserva si sono svolte delle trattative in vista dell'inverno 2022/2023 per una partecipazione alla riserva anche degli aggregatori di gruppi elettrogeni di emergenza. Oltre a questo primo gruppo che rientra nel regime OREI già a febbraio 2023 (*cpv. 1*), si prospettano possibilità per altri partecipanti che potrebbero entrare a far parte della riserva a inverno 2023 inoltrato o il prossimo inverno (*cpv. 2*), come anche gli impianti di cogenerazione. Anche in questo caso i partecipanti, che nella fattispecie non sono i gestori degli impianti, bensì – ove richiesto dall'articolo 7 capoverso 1 – gli aggregatori, sono determinati mediante bandi pubblici. Per gli impianti di cogenerazione con potenza a partire da 5 MW, per i quali non è richiesto l'intervento degli aggregatori, attraverso i bandi pubblici vengono determinati direttamente i gestori. È probabile che lo svolgimento, soltanto per una fase transitoria, dei bandi pubblici da parte dell'UFE (art. 29) riguarderà in particolare i gruppi elettrogeni di emergenza. Ma poiché anche per gli impianti di cogenerazione i bandi pubblici devono essere avviati con un sufficiente anticipo, non è da escludere che anche in questo caso in una prima fase i bandi siano svolti dall'UFE. La struttura e le modalità dei bandi pubblici di cui agli articoli 8 e 13 si applicano implicitamente anche a questa fattispecie: a riguardo Swissgrid deve operare in stretta intesa con l'UFE, il quale dispone già dell'esperienza fatta con i primi bandi.

Anche per i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione la EICom effettua un controllo dei costi, disciplinato dall'articolo 15 capoverso 5 e comprendente anche gli importi forfettari per i servizi prestati dagli aggregatori, anch'essi menzionati per la prima volta nell'articolo 15 (cfr. il relativo commento).

Cpv. 3 e 4: anche per i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione sussiste la possibilità di imporre un obbligo (*cpv. 3*). L'obbligo riguarda i gestori e con essi anche gli aggregatori (eccetto che per gli impianti di cogenerazione con potenza a partire da 5 MW). Relativamente a questo obbligo esiste un'importante eccezione: se i gruppi elettrogeni di emergenza appartengono a infrastrutture militari o ad altre strutture critiche, essenziali per il funzionamento dell'economia e il benessere della popolazione, non è consentito imporre tale obbligo. La partecipazione volontaria tramite bandi pubblici rimane tuttavia possibile. Non è da escludere la possibilità che un impianto di cogenerazione rientri in questo tipo di infrastruttura; in tal caso questa eccezione si applica per analogia.

Art. 15 Accordo con gli aggregatori e i gestori di gruppi elettrogeni di emergenza e di impianti di cogenerazione

L'articolo 15 prevede due diversi livelli di accordo: il capoverso 1 riguarda il rapporto tra la gestione della riserva e l'aggregatore (o responsabile del pooling), il capoverso 3 il rapporto tra aggregatore e partecipante alla riserva. In questo secondo rapporto gli obblighi devono essere attribuiti in modo che i gestori utilizzino gli impianti correttamente al servizio della riserva e si astengano dalle operazioni non consentite dalla riserva. Per gli accordi di cui al capoverso 3 sono rilevanti essenzialmente gli stessi contenuti dell'accordo per la riserva di energia idroelettrica e le centrali elettriche di riserva, anche se in forma leggermente diversa. Secondo l'articolo 15 l'accordo deve contenere una disposizione relativa alla riserva minima del vettore energetico utilizzato nell'impianto. L'accordo deve inoltre specificare le condizioni quadro prescritte nell'articolo 16. Swissgrid ha la possibilità di disciplinare con i gestori ulteriori dettagli concernenti aspetti tecnici d'esercizio (art. 10 *cpv. 2* lett. e per analogia).

Cpv. 2: gli aggregatori ricevono un importo forfettario per i servizi prestati. Il contributo unico li indennizza per la creazione della necessaria piattaforma di pooling e per l'utilizzo dei necessari dispositivi di gestione negli impianti compresi nel pool. Inoltre, per il servizio di aggregazione svolto ottengono un forfait a copertura dei costi fissi e variabili comprendente anche un utile adeguato.

Cpv. 5: anche per la parte della riserva complementare, costituita dai gruppi elettrogeni di emergenza e dagli impianti di cogenerazione, serve un controllo dei costi da parte della EICom. Tale controllo è disciplinato nell'articolo 15, seppure intervenga già nei bandi pubblici disciplinati dall'articolo 14. Gli importi forfettari per i servizi prestati dagli aggregatori determinati da Swissgrid attraverso le aste devono essere adeguati, così come i compensi per la disponibilità versati ai gestori degli impianti. Nei casi di pooling (art. 7 *cpv. 1*) questo compenso è forfettario (art. 16 *cpv. 3*) e viene stabilito nell'accordo sottoscritto con gli aggregatori (*cpv. 3 e 4*). In questo caso, se necessario la EICom deve adoperarsi affinché negli accordi gli aggregatori stabiliscano importi forfettari adeguati. Nella fase transitoria, in cui i bandi pubblici sono svolti dall'UFE, la EICom non svolge questa funzione di controllo. Questo intervento correttivo serve solo dal momento in cui la competenza per lo svolgimento dei bandi è trasferita a Swissgrid.

Art. 16 Condizioni quadro e compenso per la disponibilità per i gestori di gruppi elettrogeni di emergenza e di impianti di cogenerazione

Cpv. 1 e 2: alle centrali elettriche di riserva è severamente vietato produrre energia elettrica per il mercato (art. 11 *cpv. 1*). I gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione, invece, al di fuori del periodo di disponibilità per la riserva possono essere utilizzati liberamente. Durante il periodo di disponibilità – che anche per i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione è stabilito dalla EICom e, se necessario, ha una durata diversa rispetto a quanto previsto dall'articolo 10 capoverso 2 – è possibile una partecipazione al mercato dell'energia di regolazione in forma limitata.

È ipotizzabile un impiego a breve termine degli impianti per mettere a disposizione energia di regolazione (cpv. 2) se è chiaro che il giorno successivo non viene effettuato alcun prelievo della riserva e che quindi il mercato è completamente compensato. Le relative condizioni sono stabilite da Swissgrid. In caso di guasto alla rete i gestori possono utilizzare gli impianti per scopi propri, poiché tale utilizzo non va ad intaccare la riserva e l'approvvigionamento elettrico svizzero. Inoltre, un gruppo elettrogeno di emergenza può avere diversi generatori e quindi può partecipare solo parzialmente alla riserva, per esempio con due dei quattro generatori disponibili. Questo splitting non è invece consentito agli impianti di cogenerazione.

Cpv. 3: come per le centrali elettriche di riserva, il compenso per la disponibilità copre i costi fissi. Eccetto che per gli impianti di cogenerazione a partire da una potenza di 5 MW, gli impianti di cui all'articolo 16 devono essere aggregati; si applica pertanto la regola secondo cui il compenso è versato in forma forfettaria. Nei contratti sottoscritti nell'autunno 2022 fra gli aggregatori e i gestori degli impianti è stato stabilito un forfait pari a 10 000 franchi per inverno e per megawatt, intesi per ogni ubicazione (e non per ogni impianto).

Art. 17 Disposizioni per l'ordine di prelievo

Il prelievo della riserva è complesso già solo con la riserva di energia idroelettrica; se si aggiunge la riserva complementare diventa ancora più complesso. Per il prelievo, a seconda della situazione specifica si tratta di stabilire un coordinamento adeguato e le priorità tra le diverse parti della riserva e all'interno di ognuna di esse. Integrare le determinazioni necessarie a tale scopo nell'OREI non sarebbe sensato. Sarà piuttosto la EICom a dover definire un ordine di prelievo in base alle disposizioni della OREI. In questo caso, così come nella determinazione dei valori di riferimento per la riserva di energia idroelettrica secondo l'articolo 2, non si tratta né di un aspetto giuridico né di una decisione. Si tratta piuttosto di un passaggio volto a concretizzare l'applicazione della norma e la EICom può stabilire le determinazioni, ad esempio con un'istruzione, poiché l'ordine di prelievo si rivolge a Swissgrid, che effettua il prelievo (cfr. a riguardo anche «spiegazioni OREI I»).

Il *capoverso 2* enumera gli aspetti principali e i criteri che la EICom deve prendere in considerazione per l'ordine di prelievo. A riguardo sono molto importanti le possibili situazioni di penuria e la disponibilità delle diverse parti della riserva di energia elettrica. Se, ad esempio, i bacini di accumulazione contengono poca acqua ma sono disponibili vettori energetici a sufficienza per le centrali elettriche di riserva, occorre optare per l'impiego delle centrali elettriche di riserva. Oltre alla prevista disponibilità energetica è importante anche la potenza disponibile. Tendenzialmente nella riserva di energia idroelettrica è disponibile una potenza elevata, ma solo una quantità limitata di energia, mentre nelle centrali elettriche di riserva accade esattamente il contrario. Per situazioni di penuria che durano più a lungo sono perciò più importanti le centrali elettriche di riserva, mentre la riserva di energia idroelettrica serve soprattutto per superare una penuria di breve durata in inverno o in primavera. La riserva di energia idroelettrica viene prelevata preferibilmente se non vi sono ostacoli tecnici (cfr. cpv. 2 lett. c con il criterio «emissioni ridotte di sostanze inquinanti ed effetti sul clima»). Si tiene così conto anche dell'articolo 9 capoverso 3 LAEI, sul quale si basa la presente ordinanza, e che dà la priorità alle energie rinnovabili. Tra i criteri principali per il prelievo (lett. a-d) i costi bassi figurano all'ultimo posto, poiché meno importanti rispetto a emissioni ridotte. Va da sé, tuttavia, che gran parte dei costi non è generata dal prelievo, bensì dalla messa a disposizione. L'elenco degli ulteriori parametri (lett. e) non è esaustivo: la EICom può stabilirne altri che giudica rilevanti.

L'ordine di prelievo non solo deve stabilire un ordine di priorità tra le parti della riserva e all'interno della riserva complementare (cpv. 1), ma anche tenere conto del diverso comportamento delle emissioni delle centrali elettriche di riserva. Le emissioni generate dalla produzione di elettricità nelle centrali termiche alimentate da fonti fossili variano notevolmente a seconda della tecnologia utilizzata. Ad esempio, la produzione di 1 GWh di elettricità genera nella migliore delle ipotesi 130 kg di NOx (turbina a gas alimentata a gas e dotata di catalizzatore SCR). Nella peggiore delle ipotesi, invece, per la stessa quantità di elettricità si devono mettere in conto emissioni superiori a 9 tonnellate di NOx (motori a combustione interna dei gruppi elettrogeni di emergenza senza catalizzatore SCR). Se tutte le

centrali elettriche di riserva sono in funzione simultaneamente, le emissioni di ossidi di azoto sono, nel peggiore dei casi, dello stesso ordine di grandezza di tutte le altre fonti messe insieme. L'impatto sull'ambiente delle centrali elettriche di riserva dipende quindi non solo dalla durata d'esercizio o dalla quantità di energia elettrica, ma anche, in larga misura, dall'ordine di funzionamento delle centrali di riserva o dei gruppi elettrogeni di emergenza. Inoltre, a seconda dell'ubicazione e delle condizioni meteorologiche, gli effetti sulla qualità dell'aria possono variare sensibilmente. Per ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente, l'ordine di prelievo dà la priorità agli impianti con un carico di emissioni ridotto. Per tener conto dei diversi comportamenti in materia di emissioni e delle diverse condizioni di esercizio, come la durata minima di esercizio ecc., per la riserva complementare non si applica un prelievo uniforme su tutti gli impianti come nel caso della riserva di energia idroelettrica (cpv. 3). Al contrario, nell'ordine di prelievo l'EICom definisce gli impianti o i tipi di impianti a cui ricorrere e in quale situazione.

Cpv. 4: la EICom pubblica l'ordine di prelievo possibilmente in tempo utile, il che non è semplice da determinare. Occorre ponderare: da un lato, l'EICom deve stabilire le regole a ridosso dell'inverno, dall'altro è tendenzialmente più importante l'esigenza dei potenziali gestori partecipanti alla riserva di conoscere con sufficiente anticipo le regole del gioco rilevanti per la fase della riserva, imposte dall'ordine di prelievo. Inoltre, poiché l'ordine di prelievo è un processo complesso, è importante adattarlo nel momento in cui si profili un potenziale di ottimizzazione. Per l'inverno 2022/2023, vale a dire il primo inverno della riserva, si giustifica eventualmente che l'EICom definisca un ordine di prelievo semplificato, in particolare pensando a Swissgrid, che deve preparare l'impegnativa procedura. I confini tra un ordine di prelievo semplificato e uno «regolare» sono fluidi.

Art. 18 Svolgimento del prelievo

Per il caso di una mancata compensazione del mercato, l'articolo 18 è rimasto praticamente invariato rispetto alla formulazione che disciplinava solo la riserva di energia idroelettrica. Swissgrid si occupa del prelievo, senza autorizzazione preventiva da parte della EICom, ed essenzialmente secondo l'ordine di prelievo. Il criterio della mancata compensazione del mercato riflette anche una situazione di penuria di energia elettrica secondo la LAP, ossia quando la domanda di elettricità non può più essere soddisfatta con l'offerta disponibile. Il compito assunto da Swissgrid implica una determinata attività di monitoraggio della situazione che potrebbe essere superiore alle capacità di Swissgrid. Pertanto, la società nazionale di rete necessita di ulteriori conoscenze aggiornate che le devono essere messe a disposizione dalla EICom, che segue pure gli sviluppi (art. 25 cpv. 3).

La norma valida per la riserva di energia idroelettrica secondo cui il prelievo avviene in modo proporzionale tra i diversi impianti di stoccaggio, non sarebbe adeguata alla riserva complementare. La logica del prelievo da applicare all'interno della riserva complementare è molto più complessa e va stabilita tramite l'ordine di prelievo (art. 17 cpv. 1).

Art. 19 Casi particolari di prelievo

Il *capoverso 1* tratta un compito che Swissgrid è tenuta a svolgere già di per sé in virtù della LAEI.

Cpv. 2: la possibilità di effettuare un prelievo anche nel caso di un accordo di solidarietà era già prevista nella precedente OREI. A tale proposito, occorre precisare che nessuno degli accordi esistenti è sufficientemente vincolante (nemmeno p. es. il «Mutual Emergency Assistance Services MEAS»). Tale possibilità si riferisce pertanto agli accordi stipulati a partire dal 2023. La deroga prevista per tale caso di prelievo è pensata soprattutto per la centrale elettrica di riserva di Birr (AG), in cui non sono rispettati in particolare i valori limite di emissioni foniche e di sostanze inquinanti, almeno nell'inverno 2022/2023. Nell'attuazione pratica la rinuncia al prelievo può non essere del tutto semplice, dato che il prelievo non verrebbe effettuato solo per lo Stato estero con il quale esiste un accordo, ma anche per la Svizzera. Per la centrale elettrica di riserva si dovrebbe quindi prevedere un prelievo proporzionalmente ridotto.

I *capoversi 3 e 4* disciplinano il caso di un prelievo delle centrali elettriche di riserva per aumentare la riserva di energia idroelettrica. Questo può rivelarsi necessario se il mercato effettivamente è ancora compensato ma si prospetta un'insufficienza di energia per l'approvvigionamento di energia elettrica fino alla fine dell'inverno. Per distorcere il meno possibile il mercato, l'energia supplementare delle centrali elettriche di riserva non viene venduta sul mercato ma aggiunta alla riserva di energia idroelettrica. In tal caso l'energia elettrica che sarebbe stata prodotta in una centrale di accumulazione viene sostituita con l'energia elettrica delle centrali elettriche di riserva. L'acqua rimane nel bacino di accumulazione e in futuro resta a disposizione della riserva di energia idroelettrica; non può più essere impiegata per la vendita di energia elettrica sul mercato. La scelta del bacino di accumulazione può avvenire tramite un bando pubblico o essere decisa dalle autorità come avviene con la costituzione regolare della riserva di energia idroelettrica. La ECom stabilisce la procedura e fornisce a Swissgrid le istruzioni operative. Se paragonato alla riserva di energia elettrica regolare, in questo caso l'intervento è più contenuto poiché la produzione delle centrali elettriche di riserva in sostituzione dell'energia trattata è destinata ai gestori della centrale idroelettrica. Per questo motivo e poiché eventualmente c'è poco tempo a disposizione e la concorrenza non entra necessariamente in gioco, può essere ordinato un obbligo di mantenimento senza bando pubblico preliminare. Tale obbligo dovrebbe essere impartito dalla ECom (art. 25 cpv. 2) per i motivi già enunciati (meno incisivo, urgente). Essa stabilisce in generale tutte le necessarie disposizioni, concernenti per esempio la quantità di energia da mantenere, la ripartizione tra i diversi gestori e bacini di accumulazione e le modalità. In tal modo possono essere integrati anche i gestori che non partecipano già alla riserva nell'anno in questione.

I criteri per un simile aumento della riserva di energia idroelettrica sono molto restrittivi e come tali sono attuati nella prassi, altrimenti le centrali elettriche di riserva funzionerebbero senza reale urgenza e si ignorerebbero altri provvedimenti più adeguati basati sul mercato, come ad esempio la riduzione del consumo di energia elettrica o gli investimenti in una nuova produzione di energia elettrica (rinnovabile). La decisione per un impiego anticipato delle centrali elettriche di riserva spetta alla ECom. Tale scelta può dipendere dai risultati di analisi a breve termine per la sicurezza dell'approvvigionamento e anche su criteri che valutano la correlazione dei mercati per i prezzi che permangono a lungo a livelli elevati.

Art. 20 Indennizzo per il prelievo

Il *capoverso 1* menziona l'indennizzo per il prelievo che i gestori ricevono individualmente in base al prelievo avvenuto. Per tutti i tipi di riserve l'indennizzo fa parte dell'accordo con i gestori degli impianti (art. 5 cpv. 2 lett. d, art. 10 cpv. 2 lett. c e art. 15 cpv. 3). Per la riserva di energia idroelettrica l'indennizzo per il prelievo è calcolato secondo il metodo che stabilisce la ECom nei valori di riferimento (cpv. 2). I *capoversi 3–5* disciplinano l'indennizzo per il prelievo per la riserva complementare. In questo caso l'indennizzo per il prelievo rimborsa i costi variabili della produzione di energia elettrica, in cui rientrano in particolare i costi per i vettori energetici e i diritti di emissione o gli attestati (cfr. art. 2 legge sul CO₂ in cui si definisce inoltre quali sono i diritti di emissione e gli attestati), l'imposta sugli oli minerali (cfr. più avanti al cpv. 6) nonché l'usura dell'impianto. Nelle centrali elettriche di riserva l'indennizzo per il prelievo comprende anche i costi causati da un aumento del personale (se non compresi nei costi del personale già coperti dai costi fissi) e i costi per il grande quantitativo di acqua necessaria all'esercizio, iniettata nelle turbine a gas per ridurre la temperatura di combustione e di conseguenza le emissioni, specialmente di ossidi di azoto. Alle centrali elettriche di riserva considerate centrali termoelettriche a combustibili fossili secondo l'articolo 96b dell'ordinanza sul CO₂, è restituita parte della tassa sul CO₂ dall'Ufficio federale delle dogane e della sicurezza dei confini (UDSC). L'indennizzo di cui al *capoverso 3* comprende la tassa sul CO₂ non ancora restituita (cfr. anche cpv. 6) e i costi dei diritti di emissione. Per i gruppi elettrogeni di emergenza alimentati con vettori energetici fossili, è mantenuta invariata la precedente restituzione della tassa sul CO₂ da parte dell'UDSC. L'indennizzo di cui al *capoverso 5* compensa i costi dei diritti di emissione per i gruppi elettrogeni di emergenza e gli impianti di cogenerazione che partecipano al SSQE oppure i costi degli attestati nazionali e internazionali per i gestori con obbligo di compensazione. Agli impianti di cogenerazione viene indennizzata an-

che la tassa sul CO₂ non ancora restituita. Inoltre, alle centrali elettriche di riserva è rimborsato un forfait giornaliero per la disponibilità, a prescindere dall'effettivo utilizzo o meno. Questo forfait copre i costi supplementari per un'immediata prontezza d'impiego, per esempio l'attivazione di un contratto di fornitura di gas oppure la disponibilità continua di personale. La EICom stabilisce i parametri standard laddove risultino necessari ai fini del calcolo. La EICom può inoltre stabilire dei parametri per limitare i profitti eccessivi.

Swissgrid calcola l'indennizzo per il prelievo, il che implica anche una determinazione. Ma «calcolare» indica un'azione meccanica ed esecutiva da svolgere nel rispetto di requisiti chiari, che escludono un margine di manovra per apportare elementi di valutazione. Per la riserva di energia idroelettrica (cpv. 2) il calcolo si basa sui requisiti della EICom. Per gli impianti nella riserva complementare (cpv. 3 e 4 o 5) le voci di costo di cui all'articolo 20 sono precisate attraverso accordi nonché parametri della EICom relativi ai prezzi accettati. Se gli accordi in questione non sono stati stipulati da Swissgrid, l'UFE deve metterli a sua disposizione. Il calcolo si basa sugli elementi di cui al capoverso 4 anche nei casi di cui al capoverso 5, come esplicitato nell'ultimo periodo del capoverso 5 sull'applicazione per analogia.

Il *capoverso 6* mira a evitare doppi pagamenti. La tassa sul CO₂ e l'imposta sugli oli minerali possono essere restituite attraverso l'indennizzo per il prelievo solamente se il gestore non ha alcun diritto alla restituzione secondo le rispettive leggi (cfr. p. es. art. 17, 31, 31a, 32a–32c legge sul CO₂). Secondo l'articolo 18 capoverso 3 della legge federale sull'imposizione degli oli minerali (LIOM; RS 641.61) è possibile richiedere all'UDSC la restituzione parziale dell'imposta sugli oli minerali per i carburanti destinati a determinate utilizzazioni stazionarie (in particolare per il funzionamento di impianti stazionari per la produzione di energia elettrica oppure di motori per gli impianti di cogenerazione).

Art. 21 Sovrapprezzo in caso di prelievo e vendita dell'energia

Per i gruppi di bilancio un prelievo della riserva di energia elettrica non deve essere attrattivo dato che la riserva non è pensata per compensare situazioni che il mercato riesce ancora a gestire. Per questo già con la riserva di energia idroelettrica gli incentivi finanziari stabiliti sono decisamente negativi (cpv. 1). Il sovrapprezzo (insieme all'elevato prezzo di mercato) ha una funzione disincentivante; in merito la EICom può stabilire valori di riferimento. Per non indebolire lo scopo della riserva è inoltre proibito l'arbitraggio (nessuna rivendita con profitto) ed è previsto un divieto di rivendita all'estero (cpv. 2), come già accade per la riserva di energia idroelettrica. Di conseguenza, per altre spiegazioni in merito ai primi due capoversi si rinvia alle «spiegazioni OREI I». A tale riguardo il nuovo *capoverso 3* prevede che i profitti siano restituiti se si ottengono in violazione delle regole di cui al capoverso 2. L'obbligo di restituzione figura ad esempio nell'articolo 41 LAP, in cui è previsto un risarcimento per i fondi patrimoniali dai quali si è conseguito un indebito profitto, disposizione vincolante dato che la riserva di energia elettrica si fonda anche sulla LAP oltre che sull'articolo 9 LAEI (misure preparatorie). In caso di vendita all'estero interviene lo stesso obbligo di restituzione; nella fattispecie si tratterà di calcolare l'importo del profitto. Se Swissgrid dovesse incontrare resistenza nell'applicazione del capoverso 3 da parte degli attori inadempienti, la EICom dovrebbe emanare una decisione. Oltre all'obbligo di restituzione sono punibili le infrazioni contro le disposizioni del capoverso 2 (art. 27).

Art. 22 Costi e finanziamento

Cpv. 1 e 2: l'articolo 22 elenca i pagamenti connessi alla riserva di energia elettrica (cfr. anche le spese di cui all'art. 23). I compensi per la disponibilità indicati comprendono naturalmente anche il caso in cui siano versati importi forfettari (art. 16 cpv. 3). Come già nel caso della riserva di energia idroelettrica, il finanziamento della riserva di energia elettrica avviene principalmente sotto forma di corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto, analogamente alle prestazioni di servizio relative al sistema. Con questa seconda parte della riserva si immette effettivamente energia aggiuntiva nel sistema, ma in casi precisi, ovvero solo per situazioni di penuria ben definite. In tali circostanze l'intera riserva di energia elettrica serve in fin dei conti anche alla stabilità della rete. Per questo è indicato

procedere a un addebito dei costi tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Così tutta la riserva di energia elettrica è sostenuta prevalentemente tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto. Sotto il profilo economico, sono i consumatori a farsi carico dei costi (art. 14 cpv. 2 LAEI). Nella rete di trasporto la tariffa per l'utilizzazione della rete è stabilita ben prima dell'inizio di un anno civile. Per il finanziamento delle centrali elettriche di riserva a partire dalla loro messa in esercizio a febbraio 2023, l'aumento potrà intervenire quindi solo a posteriori. Swissgrid lo farà per l'anno successivo e gestirà la situazione con le differenze di copertura che potrebbero risultare elevate. Nel caso della riserva di energia idroelettrica il principio è lo stesso.

Alle entrate del corrispettivo per l'utilizzazione della rete possono venire ad aggiungersi i pagamenti elevati che i gruppi di bilancio dovrebbero sostenere in caso di prelievo; sono inoltre possibili entrate provenienti dalle pene convenzionali. Tutte queste entrate confluiscono in un unico sistema (cpv. 3) e sono disponibili per sostenere le diverse spese (cpv. 1), ossia i compensi per il mantenimento e per la disponibilità e gli indennizzi per il prelievo da pagare ai gestori nonché gli importi forfettari da versare agli aggregatori per il servizio prestato.

Cpv. 3: Swissgrid gestisce i fondi della riserva di energia idroelettrica in un conto distinto. Questa disposizione è intesa, da un lato, a fornire una base sufficiente affinché i fondi di Swissgrid possano andare agli aventi diritto e, dall'altro, a garantire la flessibilità necessaria per organizzare i flussi finanziari nel modo più conforme alla prassi. Si pensi, per esempio, al caso specifico in cui i compensi sono versati ai Comuni di ubicazione di centrali elettriche di riserva (cfr. art. 23 cpv. 4). In questo caso Swissgrid potrebbe versare i fondi direttamente o trasferirli ai debitori dei compensi.

Cpv. 4–5: dai costi per i pagamenti ai partecipanti alla riserva di energia elettrica vanno distinti i costi di esecuzione sostenuti da Swissgrid per i compiti di svolgimento legati alla riserva, finanziati attraverso le stesse risorse.

Il 1° gennaio 2023 sono entrate in vigore nuove disposizioni della OAEI in materia di differenze di copertura. In questo modo viene meno il regime di remunerazione speciale concordato dalla EICOM con Swissgrid per il sottosegmento PSRS della «potenza messa in riserva» al quale si rimanda nelle spiegazioni alla OREI I. Le disposizioni della OAEI riveduta si applicano per la prima volta alle differenze di copertura 2024 (art. 31m OAEI).

Per quanto riguarda la riserva di energia elettrica, l'onere di esecuzione per l'esercizio 2023, come già previsto dalla precedente OREI per la riserva di energia idroelettrica dell'esercizio 2022, sarà calcolato sulla base dei costi effettivi e comprenderà anche i costi per il finanziamento con capitale di terzi. Anzi che il computo calcolatorio dei costi di finanziamento consueto nella LAEI (remunerazione dei beni patrimoniali necessari all'esercizio, remunerazione del patrimonio circolante netto e remunerazione delle differenze di copertura – sempre al tasso d'interesse calcolatorio [WACC]), si applicano i costi effettivi connessi all'acquisizione di capitale e alla gestione della liquidità. Swissgrid riceve quindi gli interessi effettivi sul capitale raccolto, gli eventuali interessi negativi per la custodia in banca (gli eventuali interessi dovrebbero essere conteggiati in modo da ridurre i costi), i costi per le linee di credito necessarie ecc. Qualora l'assunzione di ulteriore capitale di terzi comportasse comprovatamente un peggioramento della solvibilità di Swissgrid, anche questi costi potrebbero essere conteggiati. Le differenze di copertura non vengono remunerate separatamente. I relativi costi di finanziamento fanno parte dell'onere di esecuzione. La differenza di copertura della riserva invernale risulta dalla differenza tra le entrate derivanti dalla tariffa per la riserva invernale e dai costi effettivi di cui all'articolo 22 capoverso 1 OREI, più i costi effettivi dell'onere di esecuzione di Swissgrid.

Se dall'esercizio 2024 le differenze di copertura della riserva invernale sono remunerate al costo del capitale di terzi secondo l'allegato 1 OAEI, dallo stesso anno l'onere di esecuzione è calcolato di conseguenza analogamente alla LAEI o alla OAEI. Pertanto, dal 2024 i costi di finanziamento sono determinati su base puramente calcolatoria. In quanto bene patrimoniale necessario alla riserva invernale, viene remunerato anche un patrimonio circolante netto. Il patrimonio circolante netto necessario

all'esercizio si calcola a partire dai costi di cui all'articolo 22 capoverso 1 lettera a (compenso per il mantenimento della riserva) e b (compenso per la disponibilità) ecc. nonché dall'onere di esecuzione di Swissgrid. La remunerazione annua per i beni patrimoniali necessari alla riserva invernale è stabilita al costo del capitale di terzi secondo l'allegato 1 OAEI. Se si applicasse il WACC conformemente all'articolo 13 capoverso 3 OAEI, la società di rete conseguirebbe un utile, il che non è nelle intenzioni della riserva invernale. Tuttavia, la società di rete non deve patire danni. A partire dal 2024 la remunerazione delle differenze di copertura non sarà più considerata parte dell'onere di esecuzione.

Il calcolo dell'onere di esecuzione e delle differenze di copertura conformemente all'articolo 15 LAEI e all'articolo 18a OAEI a partire dall'esercizio 2024 semplifica la verifica dei costi, poiché la remunerazione dei beni patrimoniali e delle differenze di copertura avviene in un quadro stabilito dalla LAEI e dalla OAEI e non attraverso costi effettivi talvolta di difficile verificabilità. Di ciò beneficiano i consumatori finali che sostengono i costi attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

Art. 23 Rimborsi alla Confederazione

L'articolo 23 riprende la circostanza secondo cui nella fase di preparazione dell'OREI a partire dall'estate del 2022 la Confederazione ha finanziato anticipatamente alcune prestazioni e quindi il trasporto in Svizzera dei moduli per la centrale elettrica di riserva di Birr (AG). Lo stesso vale per i costi di locazione sostenuti in questo contesto. Queste spese saranno rimborsate alla Confederazione secondo la stessa regola stabilita per il periodo successivo all'entrata in vigore della nuova OREI per la riserva invernale. Ciò significa un finanziamento per mezzo del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. La stessa regola per l'assunzione dei costi si applica alle spese analoghe sostenute dalla Confederazione in relazione ai gruppi elettrogeni di emergenza. Il rimborso alla Confederazione non avverrà in una sola volta. Siccome le tariffe della rete per il 2023 erano state fissate già molto tempo prima dell'entrata in vigore della nuova OREI, un aumento potrà intervenire solo a partire dal 2024. Inoltre, l'onere va distribuito sull'arco di tre anni dato che nella situazione attuale, con il forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica, è necessario evitare incrementi supplementari ed eccessivi per i consumatori. Il periodo di tre anni coincide con la durata di validità dell'OREI, che scade il 31 dicembre 2026 (cfr. art. 30 cpv. 2). Poiché l'aumento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete è possibile solo dal 2024, anche il rimborso alla Confederazione comincerà solo dal 2024, scaglionato a sua volta su tre anni.

I *capoversi 2 e 3* disciplinano un altro caso che, seppur improbabile, occorre regolare. Come menzionato, nella fase di preparazione è stato necessario trasportare dei moduli per gli impianti in Svizzera. I proprietari dei moduli però non si sono candidati come gestori di una centrale elettrica di riserva, ragione per cui è stato necessario cercare altri attori, come è successo nel caso di Birr (AG). Ciononostante, permane la necessità di questa regola (p. es. in caso di guasto). Qualora gli impianti rimanessero praticamente «inutilizzati» perché non si trova abbastanza rapidamente un altro utilizzo al di fuori della riserva (in Svizzera o all'estero), il proprietario di queste componenti dovrebbe essere rimborsato. Il capoverso 3 stabilisce il contenuto e la tempistica di questo rimborso (art. 38 cpv. 2 LAP; la relativa menzione nell'ingresso della OREI si riferisce unicamente agli art. 23 cpv. 2 e 3 OREI). Il capoverso 2 precisa che il corrispettivo per l'utilizzazione della rete servirebbe per ripagare il rimborso ossia che un anticipo sostenuto dalla Confederazione dovrebbe essere restituito attingendo a queste risorse. Il rimando nel capoverso 2 al capoverso 1 va inteso come limitato al finanziamento in quanto tale (attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete). Per quanto riguarda i tempi di pagamento, occorrerebbe trovare una soluzione adeguata nell'esecuzione.

Il *capoverso 4* disciplina un altro tipo di rimborso: in questo caso si tratta di un pagamento come quello previsto ad esempio dal § 20 della legge sull'energia del Cantone di Argovia a favore del Comune in cui è costruito un «grande impianto per l'approvvigionamento energetico». Nel capoverso 4 si rinvia solo a basi legali cantonali (o comunali) già esistenti al momento dell'apertura della procedura di consultazione per questa ordinanza (OREI). Non è ammissibile che ora i Cantoni e i Comuni creino que-

ste basi per ottenere i relativi rimborsi. Sono compresi non solo i pagamenti al Comune in cui è effettivamente ubicata una centrale elettrica, ma anche ad altri Comuni nei dintorni, qualora tale rimborso sia giustificato. Il finanziamento avverrebbe anche tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto, anche a posteriori dopo un eventuale anticipo da parte della Confederazione nelle settimane o nei mesi a seguire (cosa che non deve però essere compromessa). Anche per queste posizioni di costo sarebbe possibile un aumento, ossia un incremento dei costi di rete, distribuito su diversi anni.

Art. 24, 25 e 27

Gli articoli 24 (informazioni, dati, accesso e pubblicazione), 25 (sorveglianza e disposizioni da parte della EICom) e 27 (disposizioni penali) non comportano molti adeguamenti rispetto alla prima versione dell'OREI. Secondo l'articolo 24 sono obbligati a fornire informazioni anche i gestori delle condotte, nel caso in cui l'UFE decida di stabilire una tariffa basata sui costi secondo l'articolo 12. È degna di nota, inoltre, un'aggiunta riguardante la competenza di base della EICom: nella riserva di energia idroelettrica la EICom e Swissgrid assumevano finora compiti per i quali la competenza per decisioni vincolanti nei confronti dei partecipanti alla riserva era attribuita alla EICom e non a Swissgrid. Nella riserva complementare sono attribuiti compiti e facoltà anche all'UFE, perlomeno in una fase transitoria all'inizio della riserva complementare. L'articolo 25 tiene in debito conto di questo aspetto prevedendo una riserva. L'articolo 25 non riguarda pertanto le competenze dell'Ufficio federale per l'approvvigionamento del paese (UFAE), che sono disciplinate nella LAP.

Il capoverso 4 dell'articolo 25 consente un certo coordinamento con le misure della LAP o misure cantonali analoghe. Non è possibile una combinazione tra le misure della LAP e l'ordine di prelievo, in quanto la riserva dovrebbe essere utilizzata poco prima di una situazione di penuria, anche per evitarla. È invece sensato e opportuno sfruttare il potenziale di misure a bassa soglia, in particolare a carattere volontario, prima del prelievo dalla riserva.

Art. 26 Monitoraggio

La costituzione della riserva di energia elettrica per l'inverno ha comportato una considerevole pubblicità. Per questo motivo e per le elevate spese della riserva a carico dei consumatori di elettricità, è opportuno svolgere periodicamente un monitoraggio e pubblicare i relativi rapporti per il pubblico. La frequenza è stabilita dalla EICom; è ragionevole una cadenza annuale. Qualora venissero effettivamente attuati dei prelievi dalla riserva, queste informazioni sarebbero ancora più importanti.

Art. 28 Abrogazione e modifica di altri atti normativi

La modifica di altri atti normativi, segnatamente dell'ordinanza sul CO₂, è disciplinata in un allegato (v. qui di seguito).

Art. 29 Disposizione transitoria

Swissgrid svolge i bandi pubblici sia per la riserva di energia idroelettrica che per gli impianti della riserva complementare. Tuttavia, in una fase transitoria (come nella fase preparatoria estate/autunno 2022) è l'UFE ad occuparsene, sia per quanto riguarda la determinazione diretta di gestori (centrali elettriche di riserva) che degli aggregatori (in particolare i gruppi elettrogeni di emergenza). Per stabilire se la competenza spetti ancora all'UFE o già a Swissgrid, occorre verificare se i bandi pubblici sono stati avviati prima della fine di settembre 2023. In tal caso la competenza è ancora dell'UFE che porterà a termine i relativi bandi pubblici.

Anche i bandi pubblici per nuove centrali elettriche di riserva di cui all'articolo 13 saranno svolti in una prima fase dall'UFE. Tuttavia, le centrali elettriche verrebbero integrate nella riserva solamente in un secondo momento. Ad eccezione di questi casi, conclusi i bandi pubblici l'UFE stipula anche i relativi accordi. Precisamente si tratta degli accordi con i gestori delle centrali elettriche di riserva (art. 10) e dei contratti con gli aggregatori (art. 15 cpv. 1). Se in tutti questi casi Swissgrid necessita di contratti

diretti con i gestori che disciplinino aspetti tecnico-operativi per l'impiego della riserva, è libera di stipularli.

Art. 30 Entrata in vigore e durata di validità

L'OREI ha una durata di validità limitata. La sua prima versione prevedeva già una limitazione temporale che viene ora estesa, dato che i gestori delle centrali elettriche di riserva con cui la Confederazione ha condotto le trattative non erano disposti a un esercizio che terminasse prima della fine della primavera 2026. Così, anche in riferimento all'articolo 23 capoverso 1, si prevede una nuova scadenza a fine 2026. Se il Parlamento approverà rapidamente le disposizioni legali su una riserva invernale, l'attuale ordinanza provvisoria potrebbe trasformarsi anzitempo in una normale ordinanza di esecuzione di una legge.

Cpv. 3: la possibilità di obbligare i gestori a partecipare alla riserva è limitata fino a maggio 2024. Siccome tale vincolo costituisce una forte ingerenza, occorre impiegarlo con accortezza (cfr. anche «spiegazioni OREI I»). Se ve ne fosse bisogno oltre il mese di maggio del 2024, si renderebbe necessaria una proroga.

Allegato

1. Ordinanza del 30 novembre 2012 sul CO₂

Art. 41 cpv. 1^{ter} e cpv. 3

Le centrali elettriche di riserva, ovvero quelle a gas o funzionanti con altri vettori energetici, per la potenza termica totale dell'impianto da combustione partecipano obbligatoriamente al SSQE (allegato 6 ordinanza sul CO₂; RS 641.711). Il coinvolgimento nello scambio di quote di emissioni garantisce che le maggiori emissioni di questi impianti siano compensate nel SSQE. Secondo l'articolo 41 dell'attuale ordinanza sul CO₂ possono richiedere un esonero dal SSQE gli impianti che emettono meno di 25 000 tonnellate di CO₂; essi pagano però l'emissione di CO₂, ossia 120 franchi per tonnellata di CO₂. Affinché le centrali funzionino in modo da non gravare sul bilancio totale di CO₂, non è consentita nessuna deroga all'obbligo di partecipazione. Contemporaneamente alla nuova OREI viene pertanto modificata l'ordinanza sulla CO₂ come modifica di atti normativi correlati. Per evitare una lacuna giuridica fino all'entrata in vigore, nei contratti i gestori si impegnano a non richiedere eccezioni per l'impianto secondo l'articolo 41 dell'ordinanza sul CO₂. Inoltre, si garantisce che i gestori di gruppi elettrogeni di emergenza o di impianti di cogenerazione non partecipanti al SSQE (opt-out), non siano costretti a parteciparvi se superano le 25 000 tonnellate di CO₂ a seguito del prelievo dalla riserva secondo l'ordinanza sulla riserva invernale (cpv. 3).

Art. 146w Non considerazione delle emissioni di CO₂ in caso di cambiamento del vettore energetico e di prelievo dalla riserva

Le emissioni di CO₂ aggiuntive, generate dai gestori di impianti che fino al termine del periodo dell'obbligo (2024) producono più elettricità a seguito di un prelievo dalla riserva secondo l'ordinanza sulla riserva invernale, non sono considerate – per l'ammontare degli attestati nazionali o internazionali consegnati – nella valutazione del raggiungimento dell'obiettivo riguardante le emissioni o le misure.

2. Ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento energetico

Le modifiche comportano un adeguamento puramente redazionale alla nuova terminologia dell'OREI.

Art. 29 Abrogazione di altri atti normativi

L'attuale OREI viene sostituita da una nuova versione (la presente OREI).