



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

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

22 dicembre 2023

---

## **Rapporto esplicativo concernente una modifica dell'ordinanza sulla riserva invernale (OREI)**

---

# 1. Punti essenziali del progetto

## 1.1 Situazione iniziale

Il 25 gennaio 2023 il Consiglio federale ha adottato l'ordinanza sulla riserva invernale (OREI; RS 734.722), con la quale è stata aggiunta alla riserva idroelettrica, istituita a partire dall'autunno 2022, una cosiddetta «riserva complementare» costituita da gruppi elettrogeni d'emergenza, impianti di cogenerazione forza-calore e centrali elettriche di riserva (alimentate a gas/combustibili fossili). Centrali di riserva di questo genere sono già state rese operative per l'inverno 2022/2023, per esempio a Birr (AG). In futuro dovranno poter essere realizzate ulteriori centrali di questo tipo, se del caso completamente nuove, eventualmente anche in altre località. L'OREI prevede già oggi che si possa iniziare a indire bandi pubblici per nuove centrali di riserva, in modo che siano pronte per essere integrate nella riserva in tempo utile.

La riserva complessiva di energia elettrica è stata istituita dal Consiglio federale tramite ordinanza, sulla base dell'articolo 9 della legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7), che è formulato in modo molto generale. Tuttavia, la riserva richiede una base più specifica a livello di legge, che la descriva in modo adeguato e al livello appropriato. Da un lato (per quanto riguarda la riserva idroelettrica e prescrizioni generali sulla riserva), ciò avviene nell'ambito della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, adottata dal Parlamento il 29 settembre 2023. La base specifica per la riserva complementare (comprese le nuove centrali di riserva) seguirà in un disegno di legge separato.

## 1.2 Contenuto principale

Si tratta di una revisione minore dell'OREI, con modifiche di tre tipi.

In primo luogo, si tratta di differenziare meglio, per esigenze pratiche, alcuni aspetti tecnici della normativa.

In secondo luogo, è necessario precisare alcuni punti in relazione ai bandi di gara per centrali di riserva (nuove). Finché non sarà definita la base legale formale specifica per le centrali di riserva, sussistono per esse alcune incertezze in una prospettiva a medio termine. Nel frattempo, è necessario lanciare senza indugio progetti in quest'ambito, perché la realizzazione richiede molto tempo. Proprio per questo motivo l'attuale OREI prevede per tali progetti bandi pubblici anticipati, che sono stati lanciati a fine luglio 2023 e che dureranno fino a metà febbraio 2024. A causa dell'incertezza sopra descritta, vi è il rischio che non si trovino investitori disposti a partecipare ai bandi pubblici. Se la realizzazione degli impianti ovvero delle centrali elettriche di riserva come parte della riserva invernale di energia elettrica dovesse un giorno risultare politicamente indesiderata e quindi fallire, i promotori dei progetti si troverebbero a dover sostenere i costi di un lavoro svolto invano. Alla luce di questo contesto politico, è opportuno un corrispondente rimborso di questi costi, che abbia un certo carattere di equità. Questi costi, come i restanti costi della riserva, vengono imputati ai costi di rete della rete di trasporto.

In terzo luogo, la revisione apporta modifiche in relazione al ruolo della società nazionale di rete (Swissgrid). Per esempio, viene modificato il soggetto che svolge i bandi pubblici per le nuove centrali di riserva. Finora la normativa prevedeva che fosse Swissgrid, dopo una fase di transizione in cui la competenza era attribuita all'Ufficio federale dell'energia (UFE). Ora la competenza viene attribuita all'UFE anche al di là di questo periodo transitorio. Poiché sussistono ancora diverse incertezze, per il momento è preferibile questa soluzione. Le nuove centrali di riserva hanno, tra l'altro, una componente politica e possono essere oggetto di controversia a livello locale. La Confederazione o l'UFE possono coprire questo aspetto meglio di Swissgrid, almeno nella fase iniziale. Il fatto che il bando pubblico per le centrali di riserva sia pubblicato dalla Confederazione non significa che essa acquisti per sé tali centrali, oppure che la riserva le appartenga o sia da essa gestita. La riserva è piuttosto parte del sistema

di approvvigionamento (al di fuori del mercato) e, grazie alle centrali di riserva, in caso di difficoltà di approvvigionamento straordinarie o di grave penuria ad essa vengono ad aggiungersi capacità produttive, ovvero potenza installata. Come già nelle estati 2022 e 2023, se necessario la Confederazione si assume la responsabilità di continuare a organizzare quest'aggiunta di capacità produttive. Anche un'altra novità dell'OREI riguarda Swissgrid. Una nuova disposizione mira a evitare che Swissgrid, che effettua i pagamenti per la riserva, debba sostenere costi non coperti in occasione della raccolta dei fondi necessari, a causa della regola sui costi computabili applicabile a partire dal 2024. Swissgrid non deve subire svantaggi.

### 1.3 Richieste che non richiedono modifiche

La revisione dell'OREI è stata messa in consultazione parallelamente al già citato disegno di legge finalizzato a creare una base legale specifica per le centrali di riserva. Numerose richieste riguardanti l'OREI sono state accolte. Per diverse richieste non sono necessarie modifiche del quadro normativo; per alcune di esse, tuttavia, possono essere utili le spiegazioni che seguono, in quanto contribuiscono a chiarire le questioni aperte a beneficio di chi opera a livello pratico.

Una prima richiesta di questo genere è rappresentata dalle normative ambientali (lotta all'inquinamento atmosferico, protezione dal rumore) o da prescrizioni locali in materia di esercizio che possono essere in contrasto con l'esercizio degli impianti della riserva complementare. Se necessario, eventuali allentamenti verrebbero disciplinati a breve termine con un'ordinanza separata basata sulla legge del 17 giugno 2016 sull'approvvigionamento del Paese (LAP, RS 531), come già avvenuto nell'inverno 2022/2023. Non è per contro opportuno introdurre allentamenti a priori nell'OREI.

Allo stesso modo, non è compito dell'OREI, che ha una validità limitata nel tempo e che si basa sull'articolo 9 LAEI, disciplinare cosa ne sarà delle centrali di riserva dopo la loro partecipazione alla riserva (ad esempio se possono essere messe a disposizione del mercato). Tali questioni devono essere disciplinate dal legislatore nel citato disegno di legge.

Un altro blocco tematico riguarda il CO<sub>2</sub>: Ai gestori di centrali elettriche di riserva, di gruppi elettrogeni di emergenza e di impianti di cogenerazione che partecipano al sistema di scambio di quote di emissioni (SSQE) vengono compensati, secondo l'OREI, oltre ai costi dei vettori energetici, tra l'altro anche i costi per i diritti di emissione. La rendicontazione delle emissioni non è però disciplinata nell'OREI ma nel diritto in materia di CO<sub>2</sub>. Secondo l'articolo 52 dell'ordinanza del 30 novembre 2012 sul CO<sub>2</sub> (RS 641.711), nel monitoraggio SSQE devono essere indicati tutti i consumi energetici e le emissioni di gas serra, anche se sono determinati dal prelievo dalla riserva. La consegna di diritti di emissione avviene nella misura delle emissioni effettivamente causate, anche se sono determinate dal prelievo dalla riserva. Tuttavia, le emissioni determinate dal prelievo dalla riserva sono riportate separatamente nel registro dello scambio di quote di emissione. Per i gestori con un impegno di riduzione, le emissioni determinate dal prelievo dalla riserva non sono tenute in considerazione nella valutazione dell'adempimento o del mancato adempimento dell'impegno di riduzione (art. 146w ordinanza sul CO<sub>2</sub>).

L'OREI non deve inoltre contenere chiarimenti in merito a quanto segue: in caso di prelievo, un impianto della riserva può guastarsi ed è quindi necessario utilizzarne un altro. Ciò è ovviamente possibile, ma si tratta di situazioni che devono essere tipicamente previste dall'ordine di prelievo e non è necessaria una regolamentazione ad hoc nell'OREI. Non deve neanche essere chiarita nell'OREI la questione delle pene convenzionali applicabili sia nel caso della riserva idroelettrica che in quello della riserva complementare. Il fatto che l'articolo 10 (analogamente e indirettamente anche l'art. 15 cpv. 4) rinvii all'articolo 5 (riserva idroelettrica) per il contenuto normativo ovvero l'argomento «pena convenzionale» non va assolutamente inteso nel senso che le pene convenzionali per i diversi tipi di impianto debbano essere identiche. Piuttosto, tali pene possono e devono essere quantificate tenendo conto delle differenze (il rapporto esplicativo dell'OREI del 25 gennaio 2023 lo afferma già esplicitamente).

## **2. Conseguenze finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni**

Come detto, l'OREI prevede già bandi pubblici per nuove centrali di riserva. L'eventuale onere significativo per lo Stato è generato da questi bandi pubblici e non dalla nuova regola dell'OREI sull'assunzione dei costi di pianificazione del progetto e di costi simili. Le corrispondenti risorse non sono a carico del bilancio della Confederazione ma dei proventi del corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto, analogamente agli altri costi della riserva.

Il fatto che ora i bandi pubblici rimangano di competenza dell'UFE comporta un aumento dell'onere per quest'ultimo. Tuttavia va notato che l'onere è sostenuto in gran parte nel primo bando pubblico, che sarebbe stato comunque gestito dall'UFE, e il quale avrebbe in ogni caso dovuto fornire a Swissgrid un ampio supporto per i bandi successivi. Inoltre, poiché l'UFE rimane responsabile, viene meno per Swissgrid l'onere di preparare ed eseguire i bandi. Il risultato finale è che, complessivamente, il lavoro e l'onere dovrebbero diminuire.

## **3. Conseguenze su economia, ambiente e società**

Le centrali di riserva hanno un impatto significativo in diversi settori, come il territorio e l'ambiente (inquinamento dell'aria, rumore), e generano costi considerevoli. Tuttavia, ciò non deriva dalle novità introdotte con la presente revisione dell'OREI e, inoltre, questi aspetti saranno affrontati nel disegno di legge specifico sulla «riserva complementare» che sarà presto presentato al Parlamento. Tuttavia, anche l'attuale revisione dell'OREI potrebbe generare dei costi, in quanto i costi di pianificazione dei progetti diventati inutili potrebbero dover essere rimborsati se la politica non definirà le condizioni quadro in modo tale che nuove centrali di riserva possano essere realizzate e integrate nella riserva. I costi da assumere verrebbero imputati ai costi di rete della rete di trasporto. È difficile stimarne l'entità, ma è ipotizzabile un importo pari a poco più di 50 milioni di franchi svizzeri. Il cambiamento per quanto riguarda le competenze, ovvero la loro unificazione, ha nel complesso un effetto di riduzione dei costi. I costi che i consumatori di energia elettrica devono sostenere attraverso il corrispettivo per l'utilizzo della rete comprendono anche i costi per la quota di energia di compensazione assunta (questi costi possono essere pari a zero o a diversi milioni di franchi per giorno e gestore).

## **4. Commento alle singole disposizioni**

Innanzitutto, va ribadito un concetto di validità generale per l'OREI: soprattutto nel caso della riserva complementare, l'OREI fornisce solo il quadro contrattuale essenziale. All'atto pratico potrebbero essere necessari ulteriori contratti, ad esempio tra Swissgrid e i gestori, ovvero i partecipanti alla riserva o altri attori. Per contro, non è necessario che ciò che la Confederazione ha già concordato con i soggetti coinvolti sia nuovamente regolato contrattualmente da Swissgrid.

### *Art. 6 cpv. 3 lett. c*

Il compito di indire bandi pubblici per gruppi elettrogeni di emergenza e impianti di cogenerazione è di Swissgrid (art. 14 cpv. 2). Non si tratta di un compito facile per Swissgrid, soprattutto nella fase iniziale della sua competenza. Questioni come la tempistica dei bandi pubblici e i volumi da appaltare hanno anche un certo carattere politico. È quindi logico che a livello politico possano essere date istruzioni per le gare d'appalto. La possibilità di dare istruzioni può essere utile anche nel caso in cui sorgano divergenze durante il coordinamento che Swissgrid deve svolgere con le autorità (UFE) in merito

a un bando pubblico. Poiché l'istruzione non è una comune questione di esecuzione, l'organo competente è il DATEC e non la ECom.

*Art. 8 cpv. 2, 4 e 5*

Nell'attuale OREI, la costituzione della riserva complementare avviene in tre fasi (prima fase: (art. 8 cpv. 1, seconda fase: art. 8 cpv. 2, terza fase: (art. 13). La fase 2 e la fase 3 sono ora riunite nell'articolo 8 capoverso 2; l'articolo 13 viene stralciato poiché la distinzione non ha più senso. Centrali elettriche di riserva esistenti e centrali di riserva nuove possono essere appaltate in sovrapposizione, cioè nello stesso bando pubblico. Le *nuove* centrali elettriche di riserva sono quelle che vengono costruite ex novo, il che è possibile anche in luoghi dove già in precedenza esistevano delle centrali. I bandi pubblici per tali centrali di riserva nuove devono poter essere indetti in tempo utile affinché gli impianti siano pronti per essere inclusi nella riserva al momento opportuno, perché i tempi di realizzazione sono lunghi (pianificazione del progetto, permesso di costruzione, costruzione, allacciamento alla rete, ecc.).

Ciò che cambia, contemporaneamente allo spostamento della norma dall'articolo 13 all'articolo 8, è la responsabilità dello svolgimento dei bandi pubblici per nuove centrali di riserva. L'UFE rimane responsabile oltre la fase introduttiva (art. 29) e fino alla fine del periodo di validità dell'OREI. La responsabilità dell'UFE rende obsoleta anche la precedente possibilità di intervento della Commissione federale dell'energia elettrica (ECom) in caso di prezzi troppo elevati; questa possibilità dovrà piuttosto essere attribuita in futuro all'UFE (cpv. 4). Nel luglio 2023 l'UFE ha lanciato una gara d'appalto per centrali elettriche di riserva e sarebbe stato comunque responsabile del completamento della gara anche secondo le disposizioni transitorie attualmente vigenti.

Nel capoverso 5 si crea una garanzia finanziaria per i promotori di progetti di centrali di riserva interessati, in modo che possano partecipare ai bandi pubblici anche se la realizzazione delle centrali o la loro integrazione nella riserva è attualmente ancora incerta.

La ragione di questa garanzia, e quindi di un'eventuale assunzione di costi, è l'incertezza sull'esito di un processo politico in corso a livello legislativo. Il legislatore federale non ha ancora deciso se (nuove) centrali elettriche di riserva debbano entrare a far parte della riserva. Se dovesse decidere di non farle entrare a far parte e quindi respingere la relativa base legale specifica, i lavori preparatori svolti fino a quel momento per le centrali di riserva diventerebbero inutili. Per questo caso specifico, viene introdotto nell'OREI un rimborso delle spese sostenute. Non sono previsti altri casi. Ciò non si riferisce a basi legali o condizioni quadro (p. es. pianificazione del territorio) cantonali o comunali oppure ad autorizzazioni mancanti. Tanto meno danno naturalmente diritto a un rimborso le ragioni che ricadono sotto la responsabilità dei promotori stessi del progetto, (p. es. progetti di cattiva qualità o che fin dall'inizio non risultano approvabili). Simili progetti non idonei dovrebbero ovviamente essere già eliminati con la mancata aggiudicazione. A causa della suddetta incertezza, un'aggiudicazione deve essere concessa con una corrispondente riserva.

Spetta all'UFE decidere, su richiesta, in merito ai costi da rimborsare; il pagamento, per contro, viene effettuato direttamente da Swissgrid (su incarico dell'UFE). Vengono soprattutto rimborsate le spese di pianificazione del progetto, intese in senso lato. Nella fattispecie ci si riferisce principalmente agli onorari degli studi di ingegneria per i lavori di pianificazione (opere edili, singoli componenti ecc.). Inoltre è rilevante, ad esempio, il lavoro degli uffici tecnici che pianificano i processi operativi e tecnici per i promotori dei progetti. Possono dare diritto al rimborso anche determinate prestazioni preliminari. Si tratta, ad esempio, di pagamenti anticipati ai fornitori, che possono dover essere effettuati relativamente presto, o di spese per la prenotazione a pagamento presso i produttori di fasce orarie a pagamento durante le quali vengono prodotti elementi per le centrali di riserva. Possono essere rimborsate le «spese necessarie». Ciò significa che non tutte le spese necessarie fatte valere devono essere a priori rimborsate, ma solo quelle per i lavori effettivamente necessari per partecipare alla riserva. Le spese sono quindi «necessarie» solo in misura ragionevole; se un elemento risulta oggettivamente troppo costoso, si applica una deduzione. Un'ulteriore relativizzazione in relazione al rimborso delle

spese consiste nel fatto che si considera se ai promotori del progetto rimane un controvalore per ciò che hanno ordinato o acquistato (nonostante il fallimento della riserva). L'esempio dell'acquisto di un terreno può illustrare questo aspetto. Sebbene il suo acquisto rappresenti una «prestazione preliminare», il terreno ha un valore indipendente dalla riserva e può anche essere rivenduto dal promotore del progetto (tuttavia, i costi per i servizi notarili e le pratiche burocratiche o l'eventuale riduzione di valore del terreno, se questa è significativa e non basata su un prezzo di acquisto oggettivamente eccessivo, dovrebbero essere rimborsati). L'OREI lascia all'UFE un certo margine di manovra riguardo a come procedere se esiste un controvalore di questo genere. Tenerne conto significa generalmente che i costi non vengono rimborsati. Per determinare se esiste un controvalore non basta considerare il momento in cui il progetto eventualmente fallisce, ma occorre piuttosto adottare un'ottica a medio termine, su un orizzonte di più o meno cinque anni.

#### *Art. 10 cpv. 5*

Se i gestori utilizzano gli impianti per scopi operativi propri (cfr. art. 11), il compenso per la disponibilità viene ridotto. La riduzione si basa sulla durata dell'utilizzo. La durata dell'utilizzo per scopi operativi propri deve essere messa in relazione alla durata del periodo di disponibilità; il numero di giorni di utilizzo per scopi operativi propri deve essere dedotto. Nel caso ideale, l'UFE adegua i contratti di conseguenza; Swissgrid attua la regolamentazione nel quadro dei suoi pagamenti. In caso di contenzioso, la ECom deve emanare una decisione.

#### *Art. 11 cpv. 2 secondo periodo e cpv. 2<sup>bis</sup> e 2<sup>ter</sup>*

È necessario un chiarimento in merito al periodo di disponibilità (cpv. 2). Come finora, la ECom deve poterne ridurre la durata (lett. a). Può farlo in particolare se le prospettive di approvvigionamento per un determinato inverno o per il resto dell'inverno sono favorevoli. Una differenza sussiste anche nei casi che in qualche modo si basano sul «diritto previgente» (lett. b). Nel caso di una delle centrali di riserva messe inizialmente a disposizione a breve termine per la riserva nel 2022/2023, era opportuna una durata diversa e più breve, come previsto anche dal relativo contratto.

*Cpv. 2<sup>bis</sup>*: Così come i gestori di gruppi elettrogeni di emergenza e di impianti di cogenerazione devono avere la possibilità di utilizzare i propri impianti per scopi operativi propri durante il periodo critico di messa a disposizione della riserva (v. spiegazioni relative all'art. 16), anche i gestori di centrali elettriche di riserva hanno un interesse legittimo analogo. Per quanto riguarda i gruppi elettrogeni di emergenza, la loro ragione d'essere effettiva è che possano essere utilizzati per scopi operativi. Nel caso delle centrali elettriche di riserva, questa non è la regola ma piuttosto l'eccezione. A riguardo, l'OREI sancisce quindi che l'integrazione nell'attività aziendale è un presupposto fondamentale. Nel caso delle centrali elettriche di riserva attualmente in riserva, questo vale per Cornaux e Monthey, ma non per Birr. Ciò significa anche che l'allentamento che il nuovo capoverso 2<sup>bis</sup> comporta si applica non solo ai nuovi gestori che entrano nella riserva, ma anche a quelli che già vi sono. L'utilizzo per scopi operativi propri è quindi consentito anche durante il periodo di disponibilità e addirittura anche in caso di sopraggiunta penuria. Questa flessibilità comporta, come logica contropartita, anche delle limitazioni. Da un lato, il compenso per la disponibilità viene ridotto (art. 10 cpv. 5), dall'altro, occorre assicurare il rispetto delle normative ambientali e locali. Si tratta dei valori limite per la protezione contro il rumore e l'inquinamento atmosferico e di prescrizioni in materia di esercizio come i tempi massimi di funzionamento.

*Capoverso 2<sup>ter</sup>* Sono fatte salve disposizioni sulla base della LAP. Ciò non si riferisce alle misure di gestione esistenti, ad esempio per quanto riguarda l'elettricità, ma a possibili misure future adottate dal Consiglio federale. Se tali regole della LAP rivendicano la priorità sull'OREI, allora prevalgono su di essa.

### *Art. 13*

L'articolo 13 può essere stralciato, in quanto il contenuto normativo, ossia la possibilità di indire bandi pubblici per nuove centrali di riserva, viene spostato all'interno dell'OREI (art. 8 cpv. 2).

### *Art. 16 cpv. 1, cpv. 2 lett. a e cpv. 3*

L'articolo 16 contiene due modifiche che offrono maggiore flessibilità in relazione ai gruppi elettrogeni di emergenza e agli impianti di cogenerazione. In primo luogo, il periodo di disponibilità viene ridotto in modo che i gestori siano vincolati per un periodo più breve in inverno. Pertanto, non è più uguale a quello delle centrali elettriche di riserva e viene meno la possibilità per la EICom di adeguare il periodo. In secondo luogo, ai gestori viene ora concesso esplicitamente un diritto di disporre degli impianti per uso proprio, poiché fa parte dello scopo originario dei gruppi elettrogeni di emergenza la possibilità di utilizzarli nella propria azienda in situazioni di emergenza (la situazione può essere analoga per gli impianti di cogenerazione). Il diritto di utilizzo per scopi propri di cui all'articolo 16 ha quindi un significato pratico maggiore di quello di cui all'articolo 11 relativo alle centrali elettriche di riserva. Vale sia per i gestori esistenti che per quelli nuovi che entrano nella riserva, sussiste per ogni sito operativo e si applica non solo durante il periodo di disponibilità, ma anche durante una penuria già sopraggiunta. Il fatto che l'allentamento vada a scapito della disponibilità della riserva è accettato (sulla base di una valutazione complessiva). Il diritto esistente, che già riconosce questa filosofia in caso di interruzione della rete, viene quindi esteso di conseguenza. Come nel caso dell'articolo 11, tuttavia, anche qui le misure adottate in una specifica situazione di penuria (possono) avere la precedenza. In un caso di questo genere, la possibilità creata dall'articolo 16 verrebbe completamente o parzialmente annullata (a riguardo si veda nel commento all'art. 11 di quali misure si tratta e quando prevalgono).

Durante il periodo di validità dell'OREI potrebbero già venire indetti bandi pubblici per la partecipazione alla riserva nell'ambito di un regime successivo. Le disposizioni dell'attuale OREI non forniscono indicazioni in merito al periodo di disponibilità per tali periodi successivi, la cui durata potrà quindi differire.

*Cpv. 3:* Anche in questo caso l'utilizzo per scopi operativi propri ha una logica contropartita. Il compenso per la disponibilità è ridotto (analogamente all'art. 10 cpv. 5) e le norme ambientali e quelle concernenti l'esercizio (rumore/aria, tempo di esercizio: analogamente all'art. 11) devono essere rispettate. Non si giustificerebbe il fatto che un allentamento delle restrizioni da accettare quando si tratta della riserva possa essere applicato anche all'uso privato. L'attuazione della riduzione è di competenza di Swissgrid; in caso di controversia sarebbe la EICom a dover decidere.

### *Art. 20 cpv. 1*

L'articolo 20 riguarda l'indennizzo per il prelievo che si aggiunge al compenso per la detenzione o all'indennizzo per la disponibilità nel caso sia necessario prelevare energia dalla riserva. Il capoverso 1 viene leggermente accorciato e si limita a enunciare il principio. I capoversi 2 e 3 concretizzano quindi tale principio per i diversi elementi della riserva. L'indennizzo per l'energia prelevata si applica direttamente solo nel caso della riserva di energia idroelettrica, come si evince dal rimando (all'art. 2 cpv. 3 lett. d) contenuto nel capoverso 2. Per quanto riguarda gli impianti della riserva complementare, per contro, vengono compensati, in caso di prelievo, i costi della gestione dipendenti dall'utilizzo (art. 20 cpv. 3). In questi casi l'indennizzo è ovviamente limitato a quanto disposto al capoverso 3. Il capoverso 1, che enuncia solo il principio, non implica alcun diritto a un indennizzo aggiuntivo a quello di cui al capoverso 3 (nessun doppio indennizzo). Il pagamento dell'indennizzo ai sensi del capoverso 3 non deve essere effettuato al momento del prelievo, ma secondo un'altra periodicità adeguata (come specificato negli accordi). Per quanto riguarda i costi fissi indipendenti dall'utilizzo, che vengono rimborsati attraverso il compenso per la disponibilità, si può inoltre specificare quanto segue: la disposizione dell'articolo 16 capoverso 3, secondo cui il compenso, in caso di pooling, viene corrisposto in forma forfettaria, non deve essere intesa in modo tanto rigido da impedire una certa flessibilità a livello

pratico. Per esempio gli investimenti negli impianti, che sono difficili da forfettizzare, possono essere eccezionalmente compensati al di fuori della somma forfettaria.

*Art. 22 cpv. 1 lett. e- g, cpv. 3, 4 6 e 7*

*Cpv. 1:* quando è stata emanata l'OREI non era ancora possibile prevedere tutte le voci di costo che si sarebbero presentate con l'attuazione della riserva di energia elettrica. Le prime esperienze dimostrano che alcuni costi vengono fatturati alla Confederazione (su base contrattuale) perché essa, cioè in primo luogo l'UFE, svolge una certa funzione di coordinamento. Ad esempio, ciò vale in parte per i costi per l'energia di compensazione (lettera e), che possono rendersi necessari perché le centrali di riserva sono pronte all'impiego con un certo ritardo, dato che il loro stato normale è quello di non funzionamento. Nel caso di gruppi elettrogeni di emergenza, ciò può avvenire anche mediante corrispondenti accordi con gli aggregatori, che a loro volta regolano questo aspetto nei contratti con i gestori. Sono ipotizzabili anche altri costi (lett. f), ad esempio per l'approvvigionamento di gas o olio o per eventuali compensazioni secondo l'articolo 23 capoverso 4. L'importante limitazione alle spese «necessarie» implica, tra l'altro, che sono coperte solo le misure realmente necessarie (che non includono, ad esempio, la verniciatura di una barriera antirumore), oltre che i costi non eccessivamente elevati. Pertanto, sebbene in numerosi casi sia la Confederazione la debitrice per determinati pagamenti, l'effettiva esecuzione di questi ultimi è affidata a Swissgrid, come avviene già oggi.

A causa di contratti come quelli citati, non ci sono solo flussi in uscita (sotto forma di pagamenti), ma anche flussi in entrata - sotto forma di rimborsi (da non confondere con i rimborsi di cui all'art. 23). Logicamente, questi mezzi finanziari confluiscono nel fondo generale con cui viene finanziata la riserva di energia elettrica (art. 22 cpv. 2); si rinuncia a una regolamentazione esplicita in merito.

Alla lettera g sono ripresi i costi che possono essere rimborsati ai sensi dell'articolo 8 capoverso 5. I costi per l'assunzione delle suddette spese sono finanziati analogamente agli altri costi per la riserva di energia elettrica, ossia attraverso i costi di rete della rete di trasporto.

Il *capoverso 3* stabilisce già che Swissgrid effettua pagamenti. Ciò può anche avvenire attraverso diversi passaggi, per esempio a livello degli aggregatori, che raggruppano gli impianti. I gestori riuniti in pool ricevono il compenso in forma forfettaria (art. 16 cpv. 3). Concretamente questi ultimi ricevono i pagamenti da Swissgrid e, a loro volta, versano i compensi forfettari ai gestori. Il *capoverso 3* riflette ora, in aggiunta, anche la prassi precedente per i casi in cui la Confederazione, sulla base di contratti, è effettivamente debitrice dei pagamenti. Anche in questi casi è Swissgrid a effettuare i pagamenti, dopo il nulla osta dell'UFE e una conferma della computabilità da parte della ECom. Vengono quindi effettuati soprattutto i pagamenti per una parte dell'energia di compensazione e per i citati acquisti di olio combustibile (cfr. cpv 1 lett. e e f). Anche il nuovo rimborso delle spese per i lavori di pianificazione dei progetti (cpv. 1 lett. g o art. 8 cpv. 5) dovrebbe essere effettuato in questo modo. Lo stesso vale per i compensi ai Comuni che ospitano gli impianti (art. 23 cpv. 4).

Il *capoverso 4* corrisponde al diritto vigente. Viene cancellato l'ultimo periodo, perché potrebbe dare adito a fraintendimenti in combinazione con le nuove disposizioni dei capoversi 6 e 7. I costi di finanziamento di cui si parla in tali capoversi fanno parte dell'onere di esecuzione di cui al capoverso 4.

*Capoversi 6 e 7:* Secondo il capoverso 5 i costi computabili della riserva di energia elettrica sono calcolati analogamente all'articolo 15 LAEI e le differenze di copertura sono calcolate secondo l'articolo 18a capoverso 3 dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71). Gli interessi su valori patrimoniali necessari per la riserva di energia elettrica sono calcolati utilizzando il tasso di costo del capitale di terzi di cui all'allegato 1 OAEI. Alla luce di questa regola, non si può escludere che i costi effettivi di finanziamento esterno a carico di Swissgrid siano superiori a ciò che Swissgrid può far valere come costi computabili. In teoria, c'è quindi un certo rischio che rimangano dei costi scoperti. È pertanto opportuno creare una possibilità (cpv. 6 e 7) per compensare tale mancata copertura potenziale. È importante evitare che acquisizioni di capitale particolarmente onerose vengano imputate alla riserva di energia elettrica (al costo effettivo) e acquisizioni di capitale



di capitale meno onerose vengano imputate ad altre attività, cioè all'esercizio della rete di trasporto (al costo calcolatorio). Poiché Swissgrid effettua le proprie acquisizioni di capitale *in maniera complessiva* e non in modo distinto per la riserva e per le altre attività, spesso potrebbe non essere del tutto chiaro quale sia l'imputazione corretta alla riserva. Se Swissgrid chiede una compensazione di costi non coperti, deve fornire prove inequivocabili al riguardo. È inoltre tenuta ad agire in modo prudente e non negligente nel reperimento dei fondi (ad esempio, deve pianificare bene la raccolta dei fondi attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete, perché in tal modo si riduce anche la necessità di finanziamenti esterni). Nel contempo, la EICom gode di un ampio margine di apprezzamento. Deve garantire che l'imputazione alla riserva elettrica avvenga in modo proporzionato e appropriato. I costi di finanziamento elevati non devono essere imputati unilateralmente alla riserva, ma essere distribuiti in modo realistico e appropriato tra le varie aree di attività di Swissgrid. Vanno inoltre dedotte le «eccedenze» che Swissgrid ha registrato negli anni precedenti perché il tasso di interesse WACC era più alto dei costi effettivi. Per gli «anni precedenti» si deve guardare indietro al massimo fino al 2024, poiché l'approccio calcolatorio è o è stato applicato per la prima volta a partire da questo anno d'esercizio.

*Art. 24 cpv. 3*

Gli impianti della riserva complementare hanno un impatto ambientale, non da ultimo sulla qualità dell'aria. Per garantire che i Cantoni, responsabili tra l'altro dell'esecuzione delle norme pertinenti, siano a conoscenza di questi impianti e della loro partecipazione alla riserva complementare, viene introdotto un obbligo di notifica. La notifica all'autorità cantonale competente può essere effettuata anche dagli aggregatori (in rappresentanza dei gestori). La notifica deve essere effettuata «tempestivamente»; come valore indicativo si possono considerare circa dieci giorni. Il termine va inteso a partire dalla data dell'impegno a partecipare alla riserva o, nel caso di impianti che erano già nella riserva, dalla data di entrata in vigore dell'obbligo di notifica. La notifica deve essere presentata alle autorità del Cantone in cui si trova l'impianto. Per le ubicazioni vicine a un altro Cantone è consigliabile informare anche le autorità del Cantone confinante.