



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

19 febbraio 2025

**Legge federale su un approvvigionamento elettrico
sicuro con le energie rinnovabili:
Modifica dell'ordinanza sull'approvvigionamento
elettrico con entrata in vigore il 1° gennaio 2026**

Rapporto esplicativo

Indice

1.	Situazione iniziale	1
2.	Punti essenziali del progetto	1
2.1	Tariffe di rete	1
2.2	Metrologia	3
2.3	Flessibilità	4
2.4	Comunità locali di energia elettrica	8
2.5	Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete	10
3.	Ripercussioni finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni	18
3.1	Metrologia	18
3.2	Tariffe di rete, flessibilità e comunità locali di energia elettrica	18
3.3	Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete	19
4.	Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società	19
4.1	Tariffe di rete e regolamentazione della flessibilità	19
4.2	Comunità locali di energia elettrica	20
5.	Rapporto con il diritto europeo	20
5.1	Tariffe di rete	20
5.2	Flessibilità	20
5.3	Comunità locali di energia elettrica	21
5.4	Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete	21
6.	Compatibilità con gli impegni internazionali assunti dalla Svizzera	21
7.	Commento ai singoli articoli	21

1. Situazione iniziale

Il 29 settembre 2023, nell'ambito della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (FF 2023 2301), il Parlamento ha modificato la legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7). Di conseguenza si rendono necessarie modifiche all'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71). La revisione della legge entrerà in vigore in due tappe: il 1° gennaio 2025 e il 1° gennaio 2026. Con la revisione dell'ordinanza oggetto del presente rapporto esplicativo vengono attuate a livello di ordinanza le modifiche di legge che entreranno in vigore il 1° gennaio 2026.

2. Punti essenziali del progetto

Nota preliminare: a titolo generale è possibile affermare che nell'ambito dell'OAEI la portata di un eventuale trattamento di dati personali è direttamente correlata allo scopo del rispettivo trattamento. I dati possono inoltre essere trattati solo nella misura in cui ciò sia necessario a detto scopo.

2.1 Tariffe di rete

Riguardo alle tariffe di rete si punta a un'imputazione dei costi per l'utilizzazione della rete maggiormente improntata al principio di causalità attraverso una tariffazione più orientata ai costi. In questo modo i consumatori finali flessibili sono più incentivati a orientare il proprio prelievo di elettricità in base al carico della rete elettrica, alleggerendo così la rete stessa. Infine, attraverso corrispettivi per l'utilizzazione della rete meno legati al consumo è più facile addebitare ai consumatori in regime di consumo proprio i costi di rete da essi causati. A medio-lungo termine, grazie a corrispettivi per l'utilizzazione della rete più flessibili si possono ridurre i futuri costi di ampliamento della rete. Per un'imputazione dei costi di rete basata il più possibile sul principio di causalità occorre tenere presente che questi costi dipendono in gran parte dalla struttura e in larga misura dalla potenza. Secondo lo studio sulle tariffe di rete condotto da Consentec et al. («Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie», 2021, studio commissionato dall'Ufficio federale dell'energia [UFE]), i costi legati al consumo rappresentano solamente il 10 per cento. Oltre a un maggior rispetto del principio di causalità, le tariffe di rete devono però continuare a incentivare l'utilizzo efficiente dell'energia elettrica e d'ora in avanti anche un esercizio stabile e sicuro della rete (art. 14 cpv. 3 lett. e LAEI). Ciò significa attribuire maggiore valore al rispetto del principio di causalità nell'imputazione dei costi e tener conto degli incentivi sistematici che esso dà ai fini della riduzione o almeno del differimento di un ampliamento della rete.

Introduzione di tariffe per l'utilizzazione della rete dinamiche e principi generali in materia di tariffazione

Per accrescere il rispetto del principio di causalità e introdurre gli incentivi sistematici auspicati, occorre in particolare promuovere l'introduzione e la diffusione di tariffe di rete dinamiche. Poiché queste tariffe sono variabili nel tempo e rispondono alla scarsa disponibilità della rete in un determinato momento, esse possono controllare meglio il carico di rete rispetto a quelle fisse. In questo modo le tariffe dinamiche di rete forniscono segnali più adatti per l'utilizzazione della rete e possono così ridurne il bisogno di ampliamento. In linea di principio tali tariffe possono essere applicate ai costi di rete complessivi, tenendo conto tuttavia del fatto che i costi strutturali (ubicazione della rete ecc.) dipendono solo in parte dal carico della rete (picchi di prelievo).

Uno dei presupposti per l'attuazione di tariffe dinamiche è l'utilizzo di sistemi di misurazione intelligenti, che consentono una sufficiente risoluzione temporale della tariffa (p. es. di 15 minuti oppure oraria). Vengono stabiliti a tal fine dei requisiti minimi. I prezzi dinamici possono includere un limite minimo adeguato a coprire i costi strutturali (generati indipendentemente dall'utilizzazione della rete). Ciò significa che i costi strutturali sono inclusi direttamente e in modo analogo nei corrispettivi per l'utilizzazione

della rete dinamici (nella maggior parte dei casi prezzi di lavoro). In alternativa possono essere richiesti prezzi di base o anche di potenza aggiuntivi, cosa anche questa più rispettosa del principio di causalità in quanto consente di riflettere meglio i costi di rete dipendenti dalla capacità. A causa delle ripercussioni sui prosumer e sull'efficienza energetica, queste ultime componenti dovrebbero tuttavia essere moderate, in modo cioè da far prevalere in questo caso la parte dinamica.

Nell'ottica di un maggior orientamento al principio di causalità viene prescritto che i risparmi per i consumatori finali con tariffa dinamica siano proporzionali rispetto ai risparmi sui costi di rete attesi. Si tiene particolarmente conto della protezione dei consumatori anche attraverso diverse norme in materia di trasparenza. Attraverso l'introduzione di tariffe differenziate a livello locale è ora possibile ovviare al fatto che le condizioni della rete possano talvolta variare fortemente anche all'interno della rete di uno stesso gestore.

Al livello di bassa tensione, per la determinazione delle tariffe per i consumatori finali che vivono in immobili abitati tutto l'anno e che presentano un consumo annuo inferiore a 50 MWh si continua ad applicare una quota minima del 70 per cento per il prezzo della componente di lavoro. Questo modello tariffario continua ad applicarsi obbligatoriamente ai consumatori finali senza contatore intelligente. Se i consumatori finali sono provvisti di contatore intelligente, il gestore di rete può ora scegliere come modello tariffario standard anche tariffe per l'utilizzazione della rete dinamiche. Introducendo tariffe di rete dinamiche, il gestore di rete può prevedere anche prezzi della potenza più elevati rispetto ai precedenti dal momento che vengono a cadere disposizioni esplicite per la componente di lavoro. Se i gestori delle reti di distribuzione (in particolare quelli più piccoli) non desiderano introdurre una tariffa dinamica nel proprio comprensorio, hanno come ulteriore opzione la possibilità di introdurre una tariffa di potenza sufficientemente differenziata nel tempo in base ai picchi di carico storici. In tal caso, nel gruppo dei clienti di base la quota minima per la componente di lavoro può essere ridotta al 50 per cento. In entrambi i casi, il gestore di rete continua ad essere libero riguardo alle tariffe opzionali: in caso di futura fissazione di una tariffa standard dinamica potrà ad esempio offrire come modello opzionale la tariffa standard attuale. Per garantire l'introduzione di tariffe di rete dinamiche come tariffe standard lato cliente, in un primo momento si dovrà sempre offrire come tariffa opzionale una tariffa non dinamica prevalentemente dipendente dal lavoro. Il Consiglio federale monitorerà la diffusione delle tariffe dinamiche e le loro ripercussioni sui consumatori finali. Se l'opzione delle tariffe non dinamiche non dovesse più risultare necessaria, si potrà rinunciare alla prescrizione di tariffe opzionali.

Per i consumatori finali con un consumo annuo più elevato, l'ordinanza non prevede ancora disposizioni specifiche.

Maggiore trasferimento dei costi tra i livelli di rete in funzione del principio di causalità

Un ulteriore miglioramento nelle tariffe di rete risulta dal fatto che le percentuali di trasferimento dei costi tra i singoli livelli di rete sono maggiormente adeguate alle strutture dei costi. La percentuale legata alla potenza viene innalzata al 90 per cento. Per la componente legata al lavoro, che nel trasferimento rappresenterà in futuro soltanto il 10 per cento, si applica ora il cosiddetto principio del netto. Ciò significa che per la determinazione della componente di lavoro pertinente vengono presi in considerazione i quantitativi di energia elettrica immessi nel livello di rete inferiore. Al livello di rete inferiore è imputato solo il quantitativo netto che fluisce effettivamente a valle attraverso il punto di trasferimento. La considerazione del netto rispecchia l'effettivo flusso di energia elettrica all'interno della rete. Tale principio richiede una ridistribuzione dei costi trasferiti in funzione di queste immissioni, cui si aggiunge una maggiore ripartizione dei costi trasferiti in base alla potenza. Inoltre, vengono chiarite anche le incertezze giuridiche relative al conteggio delle quote legate alla potenza. Si chiarisce pertanto che il principio del netto si applica alla quota di beneficio.

2.2 Metrologia

Poiché il legislatore si è opposto all'apertura del mercato nel settore della metrologia, i gestori di rete rimangono gli unici responsabili delle misurazioni nel loro comprensorio. Le nuove disposizioni di legge prevedono tuttavia un'imputazione più trasparente dei costi di misurazione e non ammettono più l'assunzione solidale nei costi di rete. In particolare, i gestori di rete sono tenuti a stabilire e pubblicare tariffe di misurazione fondate sul principio di causalità sulla base dei loro costi di misurazione computabili. Il compenso per la misurazione è da considerarsi per ogni punto di misurazione e deve essere indicato nella fattura separatamente dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete. I costi e gli oneri a carico del gestore di rete possono variare a seconda dei diversi tipi di punti di misurazione. Il corrispettivo per la misurazione riscosso deve essere stabilito secondo il principio di causalità e non può superare i costi di misurazione computabili (cfr. art. 17a cpv. 2 e 3 LAE). Di conseguenza, in caso di misurazioni bidirezionali nello stesso punto di misurazione non si può riscuotere due volte un corrispettivo pieno per la misurazione. Occorre effettuare misurazioni bidirezionali nel caso per esempio di prosumer che immettono elettricità nella rete e di determinate varianti di raccordo di impianti di stoccaggio. Qualora ciò comporti maggiori costi, una tantum o ricorrenti, rispetto alla misurazione unidirezionale, per la seconda misurazione possono essere fatturati solo i maggiori costi ad essa pertinenti. In determinate situazioni si potrebbe anche giustificare un'altra ripartizione (ad es. proporzionale) dei costi effettivamente generati fra le due direzioni di misurazione, laddove per esempio l'immissione e il prelievo misurati con lo stesso contatore intelligente o sistema di misurazione fossero attribuibili a persone diverse. È quanto succede ad esempio in un cosiddetto *contracting model*, in cui non sono gli utenti finali di un edificio (proprietari o locatari) bensì un terzo a gestire l'impianto fotovoltaico presente sul posto e a vendere al gestore di rete a nome e per conto proprio l'elettricità immessa in rete. Un caso speciale è costituito dai punti di misurazione virtuali, perché viene meno la voce di costo relativa all'apparecchio di misurazione. Per mangano tuttavia determinati costi legati alla programmazione una tantum e alle licenze dei software, che in linea di principio dovrebbero essere ripercosse secondo il principio di causalità. Di norma l'importo di questi costi è ragionevole, per cui le relative tariffe dovrebbero risultare nettamente meno elevate che nel caso di un punto di misurazione usuale. Sta al settore decidere se fatturare questi costi secondo il principio di causalità mediante una tariffa corrispondente oppure eventualmente rinunciare a fatturarli in un'ottica di efficienza e applicando un limite irrisorio.

A livello di sistematica le nuove norme sulla metrologia vengono inserite prima delle norme sui processi informativi e sulla piattaforma dei dati introdotte con l'ultima revisione e in vigore a partire dal 1° gennaio 2025, il che comporta uno slittamento nella numerazione di queste ultime.

Monitoraggio delle tariffe di misurazione e obbligo di informazione in materia di efficienza energetica

Queste disposizioni per l'imputazione dei costi di misurazione vengono ulteriormente specificate a livello di ordinanza. Analogamente alle tariffe per l'utilizzazione della rete e del servizio universale, le tariffe di misurazione devono essere ridefinite per ogni anno civile, prevedendo per le diverse potenze di allacciamento altrettante tariffe differenti. Inoltre il Consiglio federale stabilisce le basi per il calcolo dei costi di misurazione computabili. Le disposizioni per i costi d'esercizio computabili e i costi del capitale calcolatori degli impianti necessari alle misurazioni sono simili a quelle applicate all'esercizio della rete. Lo stesso vale per la regolamentazione sul trattamento delle differenze di copertura di periodi tariffari precedenti.

Per le tariffe di misurazione è ora previsto un monitoraggio annuale da parte della ElCom, volto a permettere, da una parte, una verifica efficiente delle tariffe e dall'altra a creare una base di confronto. Per il momento si è rinunciato a introdurre un limite massimo per le tariffe di misurazione, poiché è dapprima necessario raccogliere dati empirici in questo settore attraverso il monitoraggio. Qualora in futuro il monitoraggio dovesse tuttavia mostrare che le tariffe di misurazione sono generalmente troppo elevate, e non solo nel singolo caso, allora si dovrà nuovamente riflettere sull'introduzione di un tetto massimo.

Le nuove disposizioni di legge prevedono inoltre che i gestori di rete informino i consumatori finali sull'andamento del consumo di energia elettrica rispetto all'anno precedente, sulle possibilità di individuare i

potenziali di risparmio nonché sul consumo medio e sulle fasce di consumo dei consumatori finali del gruppo di clienti a cui appartengono.

Messa a disposizione rapida di sistemi di misurazione intelligenti e accesso ai dati

Degna di nota è anche la seguente novità: finora i gestori di rete erano tenuti a servire in via prioritaria, nell'implementazione dei sistemi di misurazione intelligenti, i grandi consumatori finali sul mercato libero e gli impianti di produzione di nuovo allacciamento alla rete elettrica (art. 31e cpv. 2). Inoltre, data la possibilità di richiamare i dati di misurazione (art. 8a^{decies} cpv. 1), la presenza di un sistema di misurazione intelligente è di importanza decisiva anche per i raggruppamenti ai fini del consumo proprio, le comunità locali di energia elettrica e in caso di impiego di sistemi di accumulazione di elettricità. Per questo motivo il legislatore ha riconosciuto il diritto di installare in tempi brevi un sistema di misurazione intelligente anche ad altri attori (art. 17a^{bis} cpv. 3 LAEI). Le disposizioni esecutive prevedono in proposito che i gestori di rete abbiano al massimo tre mesi di tempo a partire dalla data in cui è fatto valere tale diritto per procedere all'installazione del sistema di misurazione intelligente.

Inoltre, qualora un gestore di rete non adempia ai propri obblighi di legge, i clienti che fruiscono dei servizi di misurazione hanno ora il diritto di chiedere a un terzo (un altro gestore di rete o un'altra impresa) l'installazione di un contatore supplementare. Questi può fatturare al gestore di rete locale i costi di tale contatore supplementare (incluse l'installazione e la disinstallazione), che non rappresentano costi di misurazione computabili del gestore di rete. Il Consiglio federale stabilisce per questi costi dei limiti massimi.

2.3 Flessibilità

Con la revisione della LAEI le nuove disposizioni concernenti la flessibilità sanciscono quanto segue:

- un principio di base centrale, secondo cui i titolari della flessibilità dispongono liberamente della propria flessibilità (art. 17c cpv. 1 LAEI). Chi vuole utilizzare questa flessibilità può avervi accesso stipulando un contratto e dietro pagamento di una rimunerazione. In base a questo disciplinamento sia soggetti terzi che gli aggregatori o i gestori delle reti di distribuzione possono acquistare e vendere la flessibilità precedentemente ricevuta dai titolari della flessibilità. I rapporti che derivano da questo tipo di utilizzo non sono volutamente disciplinati nella LAEI e sottostanno quindi alla libertà contrattuale. Fatti salvi i disciplinamenti specifici legati all'utilizzo della flessibilità al servizio della rete da parte del gestore della rete di distribuzione, questo principio di base si applica a tutti i tipi di utilizzo della flessibilità, segnatamente al suo utilizzo al servizio del mercato e del sistema (ad es. mantenimento della frequenza) o a fini di ottimizzazione del consumo proprio. Il mercato della flessibilità dovrebbe offrire di conseguenza diversi utilizzi possibili della stessa. In tal modo la flessibilità è soggetta alla concorrenza tra i suoi diversi acquirenti;
- disciplinamenti specifici per l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete da parte del gestore della rete di distribuzione (art. 17c cpv. 2 – 6 LAEI). Fra questi figurano quelli concernenti:
 - l'utilizzo contrattuale della flessibilità (art. 17c cpv. 2 LAEI in combinato disposto con l'art. 19b OAEI);
 - gli utilizzi garantiti della flessibilità (art. 17c cpv. 4 e 5 LAEI in combinato disposto con l'art. 19c OAEI) e, in certe situazioni;
 - l'ulteriore utilizzo della flessibilità esistente (art. 17c cpv. 3 LAEI in combinato disposto con l'art. 19d OAEI).

Se il gestore di una rete di distribuzione agisce in adempimento del suo ruolo e dei suoi compiti (cfr. art. 8 LAEI), può quindi vedersi applicare questi disciplinamenti specifici, a condizione tuttavia che utilizzi la

flessibilità del titolare esclusivamente al servizio della rete (cfr. art. 19a OAEI) e nel proprio comprensorio (art. 17c cpv. 2 e 4 LAEI). L'ordinanza stabilisce dunque cosa si intende per «utilizzo al servizio della rete» (art. 19a OAEI), formulando così un requisito implicito per la stesura del contratto dei gestori delle reti di distribuzione. Il gestore della rete di distribuzione deve pertanto utilizzare la flessibilità come misura di ottimizzazione nel quadro del cosiddetto principio NOVA (ottimizzazione della rete prima del suo potenziamento e potenziamento prima del suo ampliamento). In questo preciso contesto qualsiasi altro uso diverso da un utilizzo al servizio della rete non è dunque possibile. Se, tuttavia, il gestore di una rete di distribuzione agisce come fornitore del servizio universale, può utilizzare in linea di principio la flessibilità di un titolare a fini dell'ottimizzazione energetica (e non al servizio della rete). In questo caso si applica quindi il principio di base di cui all'articolo 17c capoverso 1 LAEI. Il gestore della rete di distribuzione dovrà allora imperativamente concludere un contratto con il titolare della flessibilità, i cui dettagli possono essere definiti liberamente dalle parti. In questa situazione il gestore della rete di distribuzione non beneficerebbe neppure dei succitati disciplinamenti specifici (privilegi), che si applicherebbero invece se agisse in adempimento del suo ruolo e dei suoi compiti, utilizzando cioè la flessibilità al servizio della rete (ad es. utilizzi garantiti della flessibilità).

Come la LAEI anche le presenti disposizioni si limitano unicamente ai diversi disciplinamenti specifici derivanti dai rapporti tra i titolari della flessibilità e i gestori delle reti di distribuzione in merito all'utilizzo della flessibilità al servizio della rete. Trovandosi in una posizione monopolistica, i gestori della rete di distribuzione possono infatti imputare i costi legati all'utilizzo della flessibilità direttamente alla rete (art. 15 LAEI e 13a^{bis} OAEI).

È opportuno ricordare che il nuovo disciplinamento relativo all'utilizzo delle flessibilità non deve essere confuso con quello relativo ai sistemi di controllo e di regolazione intelligenti. È in effetti grazie a tali sistemi che è possibile utilizzare la flessibilità in modo ottimale ed efficiente. La flessibilità può tuttavia essere utilizzata anche mediante altri dispositivi, per esempio gli invertitori. Tramite questi ultimi sistemi «più semplici», tuttavia, la flessibilità può essere utilizzata in maniera meno mirata e meno precisa. Gli articoli 19a – 19d OAEI raggruppano sotto la denominazione «sistema di controllo e di regolazione» tutti i sistemi e i dispositivi che permettono di gestire la flessibilità.

Utilizzo contrattuale della flessibilità

Ogni nuovo utilizzo della flessibilità implica de facto un nuovo rapporto tra il gestore della rete di distribuzione e il titolare della flessibilità. Questo nuovo rapporto deve essere imperativamente regolato da un contratto tra le due parti. Contrariamente al suddetto principio di base (art. 17c cpv. 1 LAEI), secondo cui i contenuti del contratto possono essere definiti liberamente dalle parti, il contratto che regola il rapporto tra il gestore della rete di distribuzione e il titolare della flessibilità nel quadro di un utilizzo al servizio della rete deve rispettare alcuni requisiti minimi.

Utilizzi garantiti della flessibilità

L'ordinanza disciplina gli utilizzi garantiti della flessibilità per la limitazione forzata di una determinata quota di immissione nel punto di allacciamento e in caso di pericolo rilevante e immediato per l'esercizio sicuro della rete. In simili situazioni tali utilizzi prevalgono sui diritti di terzi e il titolare della flessibilità non può opporvisi. Ciò assicura ai gestori delle reti di distribuzione l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete entro il loro comprensorio, ossia in tutta la loro rete di distribuzione e a tutti i livelli, e senza il versamento di una rimunerazione. I gestori delle reti di distribuzione che agiscono come fornitori del servizio universale e che, per far questo, hanno in linea di principio la possibilità di utilizzare la flessibilità di un titolare a fini dell'ottimizzazione energetica (e non al servizio della rete) non hanno diritto al privilegio degli utilizzi garantiti. I costi per la limitazione forzata di una ridotta quantità dell'elettricità prodotta annualmente dagli impianti o per la regolazione dei carichi in caso di imminente pericolo per l'esercizio sicuro della rete sono infatti considerati sopportabili rispetto ai costi di un ampliamento della rete o di un black-out locale o regionale.

A. Limitazione forzata di una determinata quota di immissione nel punto di allacciamento

Gli utilizzi garantiti concessi ai gestori delle reti di distribuzione devono essere strettamente limitati all'ambito della gestione delle immissioni. L'ordinanza limita i diritti di precedenza lato produzione a un massimo del 3 per cento dell'energia prodotta annualmente **nel punto di allacciamento**. Se del caso il gestore della rete di distribuzione può stipulare con il titolare della flessibilità un contratto per la flessibilità supplementare lato produzione (dietro pagamento di una rimunerazione).

Per punto di allacciamento si intende nella maggior parte dei casi il punto di cui all'articolo 2 capoverso 2 dell'ordinanza sugli impianti a bassa tensione (OIBT; RS 734.27), secondo la definizione del documento di settore della VSE-AES¹ «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)» (italiano non disponibile). Nel caso di un raggruppamento per il consumo proprio (RCP) il punto di allacciamento corrisponde al «Verknüpfungspunkt» (punto di congiunzione).

Il limite del 3 per cento scaturisce dal dibattito svoltosi negli ultimi anni, anche nei Paesi vicini, dal quale è emerso che l'immissione volatile di elettricità proveniente in particolare da impianti fotovoltaici ed eolici alimenta la rete alla massima potenza assoluta solamente per poche ore all'anno. Per molte ore questi impianti producono invece a una potenza inferiore a quella massima. Valutando il rapporto tra costi-benefici e costi di rete si deduce dunque che è possibile realizzare risparmi sostanziali sui costi di rete rinunciando all'immissione massima durante determinate ore di punta. In altre parole, la riduzione di qualche punto percentuale della quantità di elettricità immessa in rete – del 3 per cento dell'energia prodotta annualmente secondo il disciplinamento previsto – può portare a una riduzione sensibile dei costi nella rete di distribuzione.

Sebbene finora il dibattito sul rapporto costi-benefici della gestione dell'immissione di elettricità si sia incentrato in massima parte sull'energia fotovoltaica ed eolica, questa possibilità può essere trasposta in linea di principio anche ad altre tecnologie. Il legislatore non ha limitato la limitazione forzata dell'immissione a un determinato livello di rete né a una tecnologica specifica. Questa apertura tecnologica permette ai gestori delle reti di distribuzione di adottare misure di flessibilità laddove hanno più senso, ovvero laddove una diminuzione temporanea della potenza si traduce in una riduzione proporzionalmente significativa dei costi di rete. Ciò significa che ad essere interessate da questo disciplinamento sono anche le grandi centrali ad accumulazione (ad es. la centrale di Gougra, la quarta centrale più grande del Vallese allacciata alla rete di distribuzione, come pure gli impianti solari alpini o le centrali eoliche. È importante precisare che il limite del 3 per cento concerne solamente la produzione. In questa quota non è quindi compresa l'elettricità reimessa in rete dagli impianti di stoccaggio.

L'obiettivo auspicato dal legislatore è sviluppare la flessibilità al servizio della rete nonché la flessibilità «a valle del punto di allacciamento», sfruttando le possibilità di autoconsumo a vantaggio del decongestionamento della rete. Si tratta dunque di limitare l'immissione nel punto di allacciamento e non la produzione stessa dell'impianto. Questa regola pertanto si basa su una misurazione effettuata al punto di allacciamento.

La quota disposta nell'ordinanza viene definita sulla base della produzione annuale di energia e non come parte della potenza di immissione. I gestori delle reti di distribuzione possono quindi regolare temporaneamente l'immissione ad esempio fino a zero, fintanto che non viene superato il 3 per cento della produzione annua. È consentita anche una limitazione fissa della potenza di immissione, a condizione che non comporti una perdita di produzione di oltre il 3 per cento.

Metodo di calcolo proposto

La produzione effettiva di ogni impianto è nota solo al termine dell'anno. I gestori delle reti di distribuzione sono responsabili dell'elaborazione di direttive trasparenti e non discriminatorie per fissare la quota del 3 per cento (art. 19c cpv. 5 OAEI). Sarebbe certamente possibile basarsi sulla produzione dell'anno precedente o elaborare un modello di proiezione sulla base di variabili e di impianti di riferimento, ma spetta al settore elettrico definire un simile modello. Se i gestori delle reti di distribuzione non

¹ Cap. 3 NA/RR – CH 2024

riescono ad accordarsi in tempo utile sulle direttive da adottare o se queste ultime non sono adeguate, l'UFE può emanare disposizioni di esecuzione in questi settori (art. 27 cpv. 4 OAEI).

Scopo della soglia del 3 per cento è permettere al gestore della rete di distribuzione di integrare nella propria pianificazione della rete la quantità di elettricità che si è evitato di immettere. Inoltre, il gestore della rete di distribuzione può sempre stipulare dei contratti per concordare riduzioni superiori al 3 per cento, che in tal caso andrebbero rimunerate. Questo utilizzo garantito della flessibilità mira ad offrire ai gestori delle reti di distribuzione la possibilità di ottenere più flessibilità attraverso nuovi contratti e dietro rimunerazione, così da garantire la stabilità della rete ed evitare congestionamenti della stessa.

Guida all'attuazione: diverse configurazioni degli utilizzi garantiti della flessibilità

Esistono oggi diverse configurazioni della flessibilità, dipendenti in parte dalla volontà del gestore della rete di distribuzione e dei soggetti terzi e in parte dagli obiettivi del titolare della flessibilità stessa. Per tale motivo e al fine di garantire ogni forma di flessibilità, sia essa semplice o complessa, è ammessa l'implementazione di diverse soluzioni. La formulazione della legge è neutra sul piano tecnologico e si riferisce unicamente alla quantità di energia. Qui di seguito sono riportati due esempi che illustrano come garantire il rispetto della soglia del 3 per cento.

Esempio di immissione in rete di elettricità da impianto fotovoltaico

In linea di principio il gestore della rete di distribuzione ha due possibilità per mettere in atto gli utilizzi garantiti della sua flessibilità:

- A. definire una potenza di immissione massima nel punto di allacciamento alla rete: il valore soglia prescritto deve essere scelto in modo da non perdere più del 3 per cento di energia (ad es. nel caso di un tipico impianto fotovoltaico la perdita è solo dell'1-2 % se la potenza è limitata al 70 %);
- B. regolare in maniera dinamica la potenza di immissione nel punto di allacciamento alla rete.

Nel caso A il titolare della flessibilità può scegliere come attuare gli utilizzi garantiti della flessibilità:

1. può installare a sue spese un sistema che gli permetta di rispettare il requisito (ad es. attraverso la carica di un'auto elettrica o di una batteria in caso di una potenza di immissione troppo alta oppure, nel peggiore dei casi, attraverso una limitazione della potenza dell'invertitore o il suo spegnimento);
2. se non vuole installare un sistema del genere (ad es. perché è troppo complicato farlo o troppo caro o perché non potrebbe consumare lui stesso l'energia contenuta nel 30 per cento di potenza che il suo stile di vita non gli permette di consumare durante il giorno), può anche impostare direttamente l'invertitore con la limitazione richiesta.

I rappresentanti del settore elaborano un documento che spiega la ripartizione dei costi dei diversi elementi tecnici (impianti, cavi, centraline, ecc.) tra gli attori.

Esempio di immissione in rete di elettricità da impianto eolico

Nel suo studio² sui costi dell'ampliamento della rete l'UFE ha illustrato come gli aumenti dovuti all'immissione in rete da impianti di produzione decentralizzati interessino soprattutto i livelli di rete 3 e 5, mentre al livello di rete 7 l'aumento del carico è da ricondurre principalmente alle pompe di calore e alla mobilità elettrica. In un simile contesto i gestori delle reti distribuzione hanno la possibilità di regolare anche gli impianti che immettono elettricità nella rete a media o alta tensione. Si tratta ad esempio degli impianti eolici, la cui produzione (e quindi anche l'immissione in rete, giacché questi impianti non hanno in generale consumo proprio) può provocare dei sovraccarichi nella rete in presenza di vento temporaneamente forte. In questi casi il gestore di rete può quindi spegnere parzialmente o totalmente questi

² Impatto dell'elettrificazione e del forte potenziamento delle energie rinnovabili sulle reti elettriche di distribuzione svizzere (admin.ch)

impianti, e può farlo sia sulla base degli utilizzi garantiti della flessibilità, rispettando la soglia del 3 per cento, sia stipulando un contratto per le limitazioni rimunerate che superano invece il 3 per cento. Deve inoltre essere sviluppata una soluzione di settore per determinare le perdite dovute alla regolazione. Le misurazioni del vento degli impianti eolici interessati possono servire da base a tale scopo.

B. Utilizzo in caso di pericolo rilevante e immediato per l'esercizio sicuro della rete

Ai gestori delle reti di distribuzione è già offerta al momento una possibilità analoga (cfr. art. 8c cpv. 5 e 6 OAEI). Per evitare o ridurre sensibilmente il presentarsi di simili situazioni di pericolo, i gestori delle reti di distribuzione devono adottare le misure necessarie e ampliare l'accesso alla flessibilità tramite contratti o tariffe di rete dinamiche. L'urgenza non deve in ogni caso essere considerata come la norma. I gestori delle reti di distribuzione informano ogni anno la ElCom sugli utilizzi effettuati conformemente all'articolo 17c capoverso 5 LAEI.

Energia di regolazione e di compensazione e piani previsionali

La regolazione di qualunque produttore (ad es. una centrale idroelettrica allacciata al livello di rete 3) può provocare discostamenti rispetto al piano previsionale dei gruppi di bilancio. In tal caso Swissgrid sarebbe costretta a utilizzare energia di regolazione e a fatturare i relativi costi come energia di compensazione ai gruppi di bilancio interessati. Simili situazioni tuttavia possono essere evitate se il settore sviluppa adeguati processi di comunicazione. Il «Redispatch 2.0» implementato in Germania, ad esempio, può fungere da modello a questo riguardo. Il Consiglio federale parte dal presupposto che tali regolazioni dell'immissione in rete aumenteranno per effetto della crescita della produzione elettrica da energie rinnovabili fluttuanti. In quest'ottica i processi di comunicazione tra produttori, gestori delle reti di distribuzione, gruppi di bilancio e Swissgrid devono essere perfezionati dagli attori stessi.

Flessibilità esistente

Al fine di tutelare i diritti dei gestori delle reti di distribuzione e favorire lo sviluppo della flessibilità in seno alle loro reti di distribuzione, il legislatore ha concesso loro la prerogativa di poter continuare a utilizzare la flessibilità esistente (cfr. art. 19d OAEI), con l'obiettivo di far continuare l'utilizzo della flessibilità acquisito prima dell'entrata in vigore del nuovo disciplinamento in materia.

L'ordinanza disciplina l'attuazione di questa prerogativa, precisando a tal fine la nozione di flessibilità esistente (art. 19d cpv. 1 OAEI). Il nuovo disciplinamento proposto promuove l'utilizzo della flessibilità, facilitandone l'uso da parte dei gestori delle reti di distribuzione e consentendo al contempo la nascita di un mercato corrispondente. I gestori delle reti di distribuzione devono infatti poter utilizzare la flessibilità, fintanto che il rispettivo titolare non vi si opponga (opt-out).

La flessibilità è considerata esistente solo se il gestore della rete di distribuzione l'ha utilizzata prima dell'1° gennaio 2026. Può quindi essere considerata esistente ogni forma di flessibilità, sia essa semplice o complessa, già gestita con l'ausilio di un invertitore, di un sistema di telecomando centralizzato o tramite un sistema di controllo e di regolazione. Se, ad esempio, il gestore di una rete di distribuzione ha installato un sistema di controllo e di regolazione prima del 1° gennaio 2026 per pilotare una pompa di calore esistente e dopo questa data vengono installate presso lo stesso titolare della flessibilità delle stazioni di ricarica, la flessibilità proveniente da queste nuove stazioni non sarà considerata esistente, dal momento che il gestore della rete di distribuzione non poteva farvi ricorso prima dell'1° gennaio 2026.

2.4 Comunità locali di energia elettrica

Le comunità locali di energia elettrica (CLE) permettono la commercializzazione locale di energia elettrica prodotta in proprio tramite la rete pubblica all'interno di un quartiere o di un Comune. In questo modo è possibile, ad esempio, sfruttare meglio le superfici (dei tetti) esistenti per il fotovoltaico.

Condizioni di partecipazione

Possono partecipare a una CLE i prosumer, i gestori di impianti di stoccaggio, i consumatori finali «ordinari» e i produttori, se geograficamente ravvicinati e allacciati allo stesso livello di rete di un gestore della rete di distribuzione; è invece esclusa la partecipazione a diverse CLE. Una CLE può includere tra i propri partecipanti uno o più raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP). Inoltre, anche le aziende di approvvigionamento elettrico possono partecipare a una CLE con impianti di produzione o impianti di stoccaggio. Ogni partecipante deve essere dotato di un sistema di misurazione intelligente.

Per attuare il principio di vicinanza («geograficamente ravvicinati») in una CLE, l'utilizzazione della rete è limitata ai livelli di rete 7 e 5 (ossia ai livelli di rete con tensione fino a 36 kV). I membri di una CLE devono trovarsi a un livello di rete e presso lo stesso gestore di rete, vale a dire che possono esistere CLE al livello di rete 5 o 7 oppure al livello di rete 7 con uso condiviso del livello di rete 5. Configurazioni di CLE con partecipanti a più di un livello di rete sono già escluse per legge. Dal punto di vista territoriale una CLE può estendersi al massimo al territorio di un Comune (art. 17d cpv.3 LAEI) così come i membri della CLE devono trovarsi nello stesso Comune. Le CLE intercomunali sono escluse anche se un gestore di rete serve più Comuni. Da questa regolamentazione legislativa consegue quindi che siccome i Comuni hanno dimensioni diverse anche le CLE hanno dimensioni diverse. Per facilitare la costituzione di CLE, la potenza di tutti gli impianti di produzione partecipanti deve corrispondere solo al 5 per cento della potenza allacciata dei membri di una CLE. L'energia elettrica autoprodotta all'interno di una CLE deve essere il più possibile venduta all'interno della CLE stessa. Se gli impianti di produzione dell'energia elettrica partecipanti sono utilizzati anche per il consumo proprio, conta come autoprodotta solo l'elettricità già (auto)consumata nell'ambito del consumo proprio.

Elettricità interna, corrispettivo per l'utilizzazione della rete ridotto ed elettricità residua

L'elettricità commercializzata all'interno di una CLE (elettricità interna) è considerata autoprodotta se non supera la quantità prodotta al netto del consumo proprio. Questa elettricità beneficia di una riduzione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Tale riduzione dipende dall'entità dei livelli di tensione utilizzati. Nel fissare la riduzione dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete (livello 7 o 5) in misura del 40 per cento si è tenuto conto del fatto che una CLE può portare a risparmi solo limitati se non addirittura pari a zero sui costi di rete, ma che è comunque necessaria una determinata riduzione affinché il modello possa diffondersi. Nel contempo, gli altri utenti della rete si assumono i costi non fatturati alla CLE. In caso di utilizzo di più livelli di rete è concesso solamente uno sconto ridotto in misura del 20 per cento, poiché in questo caso si generano costi di coordinamento supplementari rilevanti a carico del gestore di rete e l'infrastruttura della rete di distribuzione è utilizzata in maniera più estesa.

L'eventuale energia elettrica supplementare richiesta da una CLE (la cosiddetta «elettricità residua») proviene dal fornitore del servizio universale (o eventualmente da un terzo nel caso di partecipanti in regime di libero mercato) e non beneficia di alcuno sconto sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Una CLE è aperta anche ai consumatori finali con accesso al libero mercato. In caso di partecipazione alla CLE, tuttavia, questi ultimi non possono tornare al servizio universale. Grazie alla partecipazione di clienti finali in regime di libero mercato, in linea di principio una CLE può anche avere più fornitori, poiché non è richiesto che un cliente di questo tipo si rifornisca soltanto tramite la comunità. Nel caso dei consumatori finali senza accesso al libero mercato, la partecipazione a una CLE non deve essere utilizzata impropriamente per aggirare il servizio universale. Ciò significa che essi acquistano l'elettricità residua unicamente dal fornitore del servizio universale e che lo scambio nella CLE riguarda esclusivamente l'elettricità prodotta in proprio, integrata dall'elettricità residua del fornitore del servizio universale (cfr. art. 17d cpv. 1 LAEI).

Una CLE può determinare liberamente il prezzo dell'energia elettrica prodotta internamente. Essa può altresì adottare regole proprie per il calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete. Analogamente all'RCP, per le controversie giuridiche concernenti i rapporti interni di una CLE sono competenti i tribunali civili. Indipendentemente dalle regolamentazioni interne, il singolo consumatore finale o gestore dell'impianto di stoccaggio continua a rispondere nei confronti del gestore di rete dell'importo determinato secondo l'articolo 19g capoverso 4 lettera b in combinato disposto con l'articolo 19g capoverso 5.

Nell'ambito dell'attuazione di una CLE vi è un ampio coordinamento con il gestore di rete locale, che è responsabile dell'iter della fatturazione. Esso include la fatturazione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete (tenendo conto della tariffa ridotta per i trasporti interni), la misurazione e la fornitura tramite il servizio universale dell'elettricità supplementare necessaria sulla base dei valori misurati. Una CLE non è esentata dal pagamento dei costi per la riserva di energia elettrica né da altre tasse e imposte.

2.5 Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Necessità di disciplinamento

L'ordinanza contiene disposizioni esecutive per il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete secondo l'articolo 14a capoverso 4 LAEI. In tale articolo si distinguono le tre seguenti categorie di impianti: impianti di stoccaggio con consumo finale (lett. a), impianti di trasformazione (lett. b) e impianti pilota e di dimostrazione per la trasformazione (lett. c).

Per quanto riguarda le prime due categorie (impianti di stoccaggio con consumo finale e impianti di trasformazione), il rimborso è limitato alla quantità di energia elettrica reimessa dopo il prelievo dalla rete e dopo lo stoccaggio (e la trasformazione). La reimmissione in rete deve poter essere dimostrata. Per le quantità di elettricità persa nello stoccaggio o durante la trasformazione non è previsto alcun rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Nel caso degli impianti pilota e di dimostrazione la legge non chiede ai fini del rimborso la reimmissione dell'elettricità prelevata.

Per lo sviluppo di una soluzione praticabile per il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete ai gestori di impianti di stoccaggio con consumo finale, l'UFE ha costituito un gruppo di lavoro con i rappresentanti del settore (composto da membri di Swiss eMobility, di aee suisse e dell'Associazione delle aziende elettriche svizzere [AES]). Data la complessità dell'attuazione di questo articolo, il gruppo di lavoro ha raggiunto un accordo su una soluzione pragmatica. Gli esempi illustrati nei paragrafi che seguono sono stati elaborati in seno a questo gruppo di lavoro e intendono fungere da aiuto all'attuazione. I casi presentati non sono esaustivi e non hanno quindi alcuna pretesa di completezza.

Gli articoli 18d – 18i contengono le principali disposizioni per l'attuazione della succitata soluzione di rimborso, la cui realizzazione concreta in base alla suddetta soluzione pragmatica viene illustrata nelle spiegazioni presentate più avanti. Ulteriori elementi per l'attuazione dovranno essere precisati nelle direttive che devono essere emanate dai gestori di rete (art. 18i). Il gruppo di lavoro proseguirà la propria attività per individuare una soluzione di attuazione orientata a lungo termine. Per quanto riguarda l'ulteriore sviluppo delle corrispondenti disposizioni d'ordinanza, il Consiglio federale intende tener conto dell'operato del gruppo di lavoro.

Attuazione del rimborso

La disposizione di legge comprende una serie di fattispecie che vengono preciseate nell'ordinanza. Si parla di impianto di stoccaggio con consumo finale se, ad esempio, in una casa è installata una batteria fissa che viene utilizzata anche per un risparmio del consumo finale o se una simile opzione non può essere esclusa dal punto di vista metrologico. Tuttavia, per impianto di stoccaggio con consumo finale si intendono anche tutte le stazioni di ricarica bidirezionali e quindi indirettamente anche i veicoli elettrici (che diventano pressocché degli «impianti di stoccaggio mobili»). Il rispettivo impianto può inoltre essere collegato a un impianto di produzione (per es. un impianto solare).

In funzione delle diverse destinazioni d'uso dell'impianto di stoccaggio con consumo finale la normativa proposta prevede inoltre la distinzione tra situazioni con e senza impianti di produzione collegati. Sostanzialmente la distinzione operata è la seguente:

Situazione senza impianti di produzione:

- nel caso di impianti di stoccaggio **fissi** non collegati a un impianto di produzione (nessun impianto fotovoltaico a monte dello stesso punto di raccordo domestico), il rimborso è calcolato sulla base dell'energia immessa in rete. Poiché l'elettricità può provenire solo dall'impianto di stoccaggio, non è necessario installare su tale impianto un sistema di misurazione intelligente supplementare;
- nel caso di impianti di stoccaggio **mobili** (veicolo elettrico con possibilità di ricarica bidirezionale), la ricarica dell'impianto di stoccaggio può avvenire in un luogo diverso da quello dello scarico. Nell'ottica di una soluzione pragmatica, per il momento ai fini del rimborso si tiene conto dell'intero quantitativo di elettricità reimessa in rete dall'impianto di stoccaggio, indipendentemente dal prelievo effettivo. Benché ad essere rimborsabile è in effetti solamente l'elettricità prelevata dalla rete, al momento non è possibile verificare se l'elettricità sia stata prelevata dalla rete né, se del caso, in quale punto di allacciamento.

Situazione con impianti di produzione:

- nel caso di impianti di stoccaggio **fissi** collegati a un impianto di produzione (impianto fotovoltaico a monte dello stesso punto di raccordo domestico, la cui elettricità prodotta è stoccatata nell'impianto di stoccaggio), è necessario installare su tale impianto un sistema di misurazione intelligente supplementare. Poiché negli impianti di stoccaggio fissi il prelievo di elettricità e la relativa reimmissione avvengono sempre nello stesso luogo e quindi presso lo stesso gestore di rete, è possibile determinare con maggiore precisione la quantità di elettricità determinante ai fini del rimborso. Questo è calcolato per ogni periodo di fatturazione mediante confronto tra i valori dei profili di carico di 15 minuti nel punto di allacciamento alla rete secondo la procedura seguente: 1) valore inferiore tra prelievo dalla rete e stoccaggio ogni 15 minuti; 2) valore inferiore tra prelievo dall'impianto di stoccaggio e reimmissione in rete ogni 15 minuti; 3) valore inferiore tra la somma dei valori di cui al numero 1 e la somma dei valori di cui al numero 2. Può essere rimborsata al massimo la quantità di elettricità caricata in precedenza dalla rete nel punto di allacciamento. Il gestore della rete di distribuzione tiene un cosiddetto «conto di stoccaggio» affinché non venga rimborsato più di quanto pagato per l'utilizzazione della rete in un determinato punto di allacciamento nello stesso periodo di fatturazione.

Esempio:

Periodo 15 minuti	Prelievo dalla rete (kWh)	Stoccag- gio (kWh)	Valori infe- riori 1 (kWh)	Prelievo dall'impianto di stoccaggio (kWh)	Reimmissione in rete (kWh)	Valori inferiori 2
T1:	30	25	25	0	0	0
T2:	0	15	0	15	14	14
T3:	0	0	0	0	18	0
T4:	10	8	8	30	28	28
Somma per pe- riodo di fattura- zione			33			42

Quantità di elettricità determinante ai fini del rimborso = 33 kWh

[valore minore risultante dal confronto tra la somma dei valori inferiori 1 (33 kWh) e quella dei valori inferiori 2 (42 kWh)].

- nel caso di impianti di stoccaggio **mobili** (veicolo elettrico con possibilità di ricarica bidirezionale) collegati a un impianto di produzione (impianto fotovoltaico a monte dello stesso punto di raccordo domestico la cui elettricità è stoccatata nell'impianto di stoccaggio mobile), è necessario installare un sistema di misurazione intelligente supplementare per misurare l'energia proveniente dall'impianto di stoccaggio. Nell'ottica di una soluzione pragmatica, per il momento ai fini del rimborso si tiene conto dell'intero quantitativo di elettricità reimessa in rete dall'impianto di stoccaggio, indipendentemente dal prelievo effettivo. Benché

ad essere rimborsabile è in effetti solamente l'elettricità prelevata dalla rete, al momento non è possibile verificare se l'elettricità sia stata prelevata dalla rete né, se del caso, in quale punto di allacciamento.

L'ordinanza disciplina inoltre l'importo del rimborso, la sua composizione e il metodo di calcolo. Per ogni periodo di fatturazione può tuttavia essere presa in considerazione ai fini del rimborso al massimo la quantità di energia elettrica prelevata. Nel caso degli impianti con consumo finale e degli impianti di trasformazione il rimborso è limitato inoltre alla componente di lavoro della corrispondente tariffa per l'utilizzazione della rete, poiché la componente di potenza serve per la rimunerazione della capacità di allacciamento. Poiché in caso di reimmissione questa capacità non viene a mancare, non è opportuno alcun rimborso. Lo stesso vale per i prezzi di base, che coprono i costi strutturali di rete; anche questi non sono rimborsabili. Per ognuna delle sue tariffe per l'utilizzazione della rete (tariffe standard e opzionali) il gestore di rete stabilisce una tariffa determinante ai fini del calcolo del rimborso. Questa tariffa risulta dal valore medio della componente di lavoro della tariffa per l'utilizzazione della rete nel luogo della reimmissione in rete (punto di allacciamento alla rete; ad es. media tra tariffa alta e bassa). In caso di tariffe che variano a seconda della fascia oraria (ad es. tariffa alta e bassa), si tiene conto del periodo di validità della tariffa. Se per esempio vi sono due fasce tariffarie alte valide rispettivamente 8 (tariffa alta 1) o 6 ore (tariffa alta 2) e due fasce tariffarie basse valide ciascuna 5 ore (tariffa bassa 1 e 2), la tariffa media si ottiene come segue: $(8 * \text{tariffa alta 1} + 6 * \text{tariffa alta 2} + 5 * \text{tariffa bassa 1} + 5 * \text{tariffa bassa 2}) / 24$. Si osservi che qui è rilevante solo la componente di lavoro della tariffa. Non si procede a una ponderazione quantitativa in base alla ripartizione temporale delle quantità di elettricità prelevate. In caso di tariffe dinamiche va utilizzata come base per il rimborso una tariffa non dinamica del corrispondente gruppo di clienti (art. 18e cpv. 2).

Il rimborso si ottiene dal prodotto tra la tariffa di rimborso e la quantità di elettricità determinante ai fini dello stesso, tenendo conto dei costi proporzionali per le prestazioni di servizio relative al sistema, la riserva di energia elettrica secondo la OREI³, il supplemento rete e le misure di cui agli articoli 15a e 15b LAEI. L'ammontare del rimborso relativo a questi elementi è proporzionale alla quantità dell'elettricità reimessa in rete (oppure, nel caso degli impianti di cui all'art. 14a cpv. 4 lett. c LAEI, alla quantità di elettricità prelevata per la trasformazione). Alcuni di questi elementi tariffari possono essere integrati direttamente nella tariffa del rimborso o rimunerati separatamente in funzione delle quantità di energia reimessa in rete, a seconda della prassi del gestore della rete di distribuzione. Al gestore dell'impianto di stoccaggio devono tuttavia essere fornite spiegazioni chiare e trasparenti. I tributi e le prestazioni agli enti pubblici restano di competenza dei Cantoni o dei Comuni, ragion per cui i relativi costi non possono essere considerati nel rimborso.

Esempi di calcolo del rimborso

Impianto di stoccaggio fisso con impianto di produzione collegato:

In una casa è installato un impianto di stoccaggio collegato a un impianto fotovoltaico. Secondo l'ordinanza l'impianto di stoccaggio deve essere dotato di un sistema di misurazione intelligente supplementare per garantire che il signor X, in quanto gestore degli impianti, riceva il rimborso soltanto per l'elettricità reimessa in rete prelevandola dall'impianto di stoccaggio. Per ottenere il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete corrispondente alla quantità di elettricità che ha reimesso in rete, il signor X deve presentare domanda al gestore di rete. Con l'ausilio del sistema di misurazione intelligente il gestore di rete determina la quantità di elettricità prelevata dalla rete e quella stoccata ogni quarto d'ora, confronta le due e determina il rispettivo valore inferiore. Successivamente somma fra loro i valori inferiori determinati (valore sommato 1). Dopodiché determina per ogni quarto d'ora da una parte le quantità prelevate dall'impianto di stoccaggio e dall'altra le quantità reimmesse in rete. Anche questi valori riferiti a ogni quarto d'ora vengono poi messi a confronto e i rispettivi valori più bassi vengono sommati fra loro (somma 2). Il valore minore delle due somme corrisponde alla quantità di elettricità per la quale può essere rimborsato il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Tale quantità di energia elettrica è rimborsata secondo la tariffa pubblicata dal gestore di rete. L'importo del rimborso sarà poi detratto dalla successiva fattura del signor X.

Impianto di stoccaggio mobile senza impianto di produzione collegato:

Il signor X ha installato a casa propria una stazione di ricarica bidirezionale. Egli vive nel Cantone A (comprensorio A) e utilizza ogni giorno il suo veicolo elettrico per recarsi al lavoro nel Cantone B (comprensorio B). Talvolta ricarica l'auto al lavoro, consuma parte della ricarica per il tragitto di ritorno e in un secondo momento, una volta a casa, reimmette elettricità in rete attraverso la stazione di ricarica. Per poter ottenere il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete grazie alla reimmissione in rete, il signor X deve registrare la propria stazione di ricarica presso il gestore di rete del comprensorio A. Con l'ausilio del sistema di misurazione intelligente, il gestore di rete A determina la quantità di elettricità reimessa direttamente in rete dalla stazione di ricarica. Il signor X ha diritto al rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete per questa quantità di elettricità reimessa in rete, indipendentemente dal fatto che l'abbia precedentemente prelevata nel comprensorio A oppure B. Il gestore di rete A applica alla quantità di elettricità reimessa in rete la tariffa di rimborso precedentemente pubblicata sul proprio sito web. Tale importo sarà detratto dalla successiva fattura del signor X.

Impianto di stoccaggio mobile con impianto di produzione collegato:

La signora X ha installato a casa propria una stazione di ricarica bidirezionale. Sul tetto ha anche un impianto fotovoltaico, di cui può consumare personalmente l'elettricità prodotta (ad es. per la ricarica del suo veicolo elettrico) oppure immetterla direttamente in rete. La signora X vive nel Cantone A (comprensorio A) e utilizza ogni giorno la sua vettura elettrica per recarsi al lavoro nel Cantone B (comprensorio B). Talvolta ricarica l'auto al lavoro, consuma parte della ricarica per il tragitto di ritorno e in un secondo momento, a casa, ne reimmette un'altra parte in rete. Per poter ottenere il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, la signora X deve registrare la propria stazione di ricarica presso il gestore di rete A. Quest'ultimo installa un sistema di misurazione intelligente supplementare sulla stazione di ricarica e ne misura così i flussi di elettricità. Attraverso questo sistema di misurazione è possibile distinguere tra i flussi immessi in rete dalla stazione di ricarica e quelli immessi direttamente in rete dall'impianto fotovoltaico. La signora X non ha diritto al rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete per il quantitativo di elettricità immesso in rete dall'impianto fotovoltaico. Ha invece diritto al rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete per la quantità di elettricità reimessa in rete dopo averla precedentemente prelevata dalla stessa,

indipendentemente dal luogo in cui è avvenuto il prelievo. Il gestore della rete di distribuzione applica a tale quantità la tariffa di rimborso precedentemente pubblicata sul proprio sito web. Tale importo sarà detratto dalla successiva fattura della signora X. L'energia elettrica prodotta dall'impianto solare e reimessa in rete viene ritirata dal gestore della rete di distribuzione nell'ambito del suo obbligo di ritiro e di rimunerazione, sempre che la signora X lo desideri e siano soddisfatte le relative condizioni.

Nota: se un consumatore finale dispone di diversi allacciamenti alla rete con stazioni di ricarica può presentare una richiesta di rimborso per ciascuna stazione di ricarica (indipendentemente che si tratti dello stesso comprensorio o meno). Un esempio può essere quello di un consumatore finale che durante la settimana abita nell'appartamento del suo luogo di residenza (dotata di stazione di ricarica) e trascorre il fine settimana nella sua casa di vacanza (anch'essa dotata di stazione di ricarica): 2 appartamenti, 2 punti di allacciamento e 2 richieste di rimborso.

L'ordinanza obbliga i gestori di rete all'elaborazione dei documenti necessari per l'attuazione, coinvolgendo opportunamente anche i rappresentati dei consumatori finali, dei produttori e dei fornitori di servizi attivi nel settore elettrico. Nei succitati documenti per l'attuazione deve essere indicata in particolare una procedura riguardante gli aspetti tecnici e organizzativi della verifica e del rimborso.

Caso speciale: rimborso per impianti di stoccaggio all'interno di una comunità locale di energia elettrica (CLE)

Secondo l'articolo 17d capoverso 1 LAEI anche gli impianti di stoccaggio possono essere allacciati a una CLE. In questi casi si applicano, oltre alle disposizioni concernenti le CLE, anche le disposizioni sul rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Le spiegazioni seguenti intendono chiarire come funziona il rimborso per gli impianti di stoccaggio appartenenti a una CLE.

Una CLE è volta a consentire e favorire lo scambio della produzione elettrica locale, permettendo ai suoi membri di utilizzare la rete pubblica a condizioni più vantaggiose. Il consumo della CLE coperto dalla produzione di un suo partecipante beneficia di una tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete (tariffa CLE). L'articolo 19g capoverso 4 lettera a definisce quale elettricità si debba considerare «autoprodotta» in una CLE. Secondo tale articolo è irrilevante che l'elettricità reimessa nella rete provenga da un impianto di stoccaggio all'interno di una CLE, ragion per cui anche questa elettricità è considerata come prodotta dalla CLE. I casi presentati qui di seguito intendono chiarire la situazione: la tariffa per l'utilizzazione della rete (T_{Rete}) è la «normale» tariffa di rete pagata per l'utilizzazione della rete elettrica pubblica e la tariffa CLE (T_{CLE}) è la tariffa «ridotta» applicata per l'utilizzazione della rete per lo scambio di elettricità tra i partecipanti a una CLE. La tariffa CLE si ottiene deducendo lo sconto dalla tariffa per l'utilizzazione della rete applicabile nel caso concreto secondo l'articolo 18d. La tariffa CLE per il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete all'interno di una CLE ($T_{Rimborso-CLE}$) è la tariffa che si riceve per la reimmissione in rete nella CLE di elettricità proveniente da un impianto di stoccaggio.

- a. **Caso 1: stoccaggio di energia elettrica all'interno di una CLE:** se all'interno di una CLE i membri scambiano elettricità prodotta nella stessa CLE si applica la tariffa CLE (T_{CLE}). Se nel momento 1 (T1) splende il sole, il proprietario di un impianto fotovoltaico (membro A della CLE) può immettere in rete l'energia elettrica di sua produzione (ad es. 5 kWh) e in virtù del principio del prelievo non pagherà per questa operazione nessuna tariffa. In quello stesso momento il membro B della CLE, dotato di un impianto di stoccaggio (ossia di un impianto di stoccaggio con consumo finale), preleva esattamente questi 5 kWh di elettricità e li stocca; per questa operazione pagherà la tariffa ridotta CLE (T_{CLE}). Un terzo partecipante alla CLE (membro C) non consuma niente e di conseguenza non paga niente. 15 minuti più tardi, nel momento 2 (T2), non splende più il sole e l'impianto fotovoltaico non produce più elettricità. Il proprietario dell'impianto di stoccaggio (membro B) reimmette in

rete 5 kWh; per questa operazione potrà ricevere in contropartita un rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete alla tariffa di rimborso CLE. In quel momento il terzo partecipante alla CLE (membro C) consuma e paga quindi la tariffa ridotta CLE (T_{CLE}). Si applica la convenzione seguente: **- = ricarica, + = scarico**.

	Membro A	Membro B	Membro C
i. T1 :	FV +5kWh	ImpSt con cons. fin. -5kWh	consumo
0kWh Tariffa: niente	non paga niente	paga T_{CLE}	non paga
ii. T2 (+15 minuti):	FV 0kWh	ImpSt con cons. fin. +5kWh	consumo -5kWh
Tariffa: niente	non paga niente	riceve $T_{Rimborso-CLE}$	paga T_{CLE}
iii.	$T_{Rimborso-CLE}$: la tariffa di rimborso per un impianto di stoccaggio allacciato a una CLE è calcolata applicando lo sconto CLE alla normale tariffa di rimborso: $T_{Rimborso-CLE} = T_{Rimborso} * (100\% - \%ScontoCLE)/100.$		

- b. **Caso 2: stoccaggio dell'energia elettrica all'esterno di una CLE:** se l'energia elettrica utilizzata per la ricarica di un impianto di stoccaggio non è prodotta dalla CLE, si applica la tariffa di rete (T_{Rete}) (**- ricarica, + scarico**): se nel momento 1 (T1) è buio, il gestore di un impianto fotovoltaico (membro A della CLE) non paga niente. In quello stesso momento un altro partecipante alla CLE, dotato di un impianto di stoccaggio (membro B) preleva elettricità (5 kWh) e la stocca; poiché l'energia elettrica non proviene da un membro della CLE, pagherà la tariffa di rete piena (T_{Rete}). Un terzo partecipante alla CLE (membro C) non consuma niente e di conseguenza non paga niente. 15 minuti più tardi, nel momento 2 (T2), l'impianto fotovoltaico continua a non produrre. Il gestore dell'impianto di stoccaggio (membro B) reimmette in rete 5 kWh; poiché è membro di una CLE potrà ricevere in cambio per questa operazione un rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete alla tariffa di rimborso CLE. In quel momento il terzo partecipante alla CLE (membro C) consuma 5 kWh e paga quindi la tariffa CLE.

	Membro A	Membro B	Membro C
i. T1 :	FV 0kWh	ImpSt con cons. fin. -5kWh	consumo
0kWh Tariffa: paga niente	non paga niente	paga T_{Rete} (ad es. ricarica notturna)	non paga
ii. T2 (+15 minuti):	FV 0kWh	ImpSt con cons. fin. +5kWh	consumo -5kWh
Tariffa: niente	non paga niente	riceve $T_{Rimborso-CLE}$	paga T_{CLE}
iii.	In questo caso l'impianto di stoccaggio viene ricaricato con energia elettrica che non è di produzione della CLE. Per la ricarica si paga dunque la tariffa piena per l'utilizzazione della rete. In caso di reimmissione dall'impianto di stoccaggio è determinante l'articolo 19g capoverso 4 lettera a, che stabilisce quale elettricità si consideri prodotta in una CLE e dove trovi quindi applicazione la tariffa CLE ai fini del rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Quando preleva elettricità, il consumatore finale all'interno della CLE paga dunque la tariffa CLE.		

- c. **Caso 3: situazione mista:** se la produzione interna a una CLE non basta a coprire il consumo all'interno della stessa, una parte dell'energia elettrica non prodotta dalla CLE deve essere prelevata dalla rete. In questo caso si dovrebbero applicare tariffe differenti (**- ricarica, + scarico**): se nel momento 1 (T1) splende il sole, l'impianto fotovoltaico del membro

A produce 2 kWh di elettricità. Nello stesso momento un partecipante alla CLE dotato di un impianto di stoccaggio (membro B) preleva e stocca 5 kW. Vi è dunque una differenza tra ciò che è stato prodotto e ciò che è stato stoccatto. Per questa operazione il membro B pagherà dunque in parte la tariffa di rete, poiché l'energia elettrica non proviene da un membro della CLE (per 3 kWh), e in parte la tariffa CLE (per 2 kWh). Un terzo partecipante alla CLE (membro C) non consuma niente e di conseguenza non paga niente. 15 minuti più tardi, nel momento 2 (T2), l'impianto fotovoltaico non produce più niente. Il proprietario dell'impianto di stoccaggio (membro B) reimmette in rete 5 kWh; poiché è membro di una CLE potrà ricevere in cambio per questa operazione un rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete alla tariffa di rimborso CLE. In quel momento il terzo partecipante alla CLE (membro C) consuma e paga quindi la tariffa CLE.

		Membro A	Membro B	Membro C
i.	T1 :	FV +2kWh ImpSt con cons. fin. -5kWh Tariffa: non paga niente	paga T_{Rete} e T_{CLE} $(3\text{kWh} \cdot T_{Rete} + 2\text{kWh} \cdot T_{CLE})$	consumo 0kWh non paga
ii.	T2 (+15 minuti):	FV 0kWh Tariffa: non paga niente	ImpSt con cons. fin. +5kWh riceve $T_{Rimborso-CLE}$	consumo - 5kWh paga T_{CLE}
iii.		In questa situazione l'impianto di stoccaggio viene caricato in parte con elettricità che non è di produzione della CLE e in parte con energia elettrica di produzione della CLE. Per la ricarica si paga dunque in parte la tariffa di rete (per la parte di ricarica non prodotta dalla CLE) e in parte la tariffa CLE (per la parte prodotta dalla CLE). Nota: impedire del tutto la ricarica con energia elettrica proveniente dalla rete non è sempre possibile (in particolare perché a volte, per motivi tecnici, il gestore di un impianto di stoccaggio deve periodicamente ricaricare o scaricare interamente la sua batteria). Inoltre può sempre succedere che a causa di errori di previsione (previsione della produzione o del consumo della CLE) arrivi all'impianto di stoccaggio elettricità proveniente dalla rete. Sono invece vietate la ricarica dalla rete e la reimmissione nella CLE sistematiche (art. 19h cpv. 4).		
iv.		Conseguenze di questa situazione mista: per la reimmissione in rete viene sempre applicata la tariffa CLE anche per l'energia elettrica che dovrebbe invece essere rimborsata a tariffa piena (ossia non ridotta).		
d.	Caso 4: semplice stoccaggio:	all'interno di una CLE può essere presente un partecipante dotato di un impianto di stoccaggio senza consumo finale, che secondo l'articolo 14a capoverso 1 lettera b LAEI non paga il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. In una simile situazione se un consumatore membro di una CLE preleva elettricità dal suddetto impianto di stoccaggio, viene applicata la tariffa di rimborso CLE. Se invece l'impianto di stoccaggio senza consumo finale reimmette elettricità in rete, il suo gestore non ha diritto al rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete.		

La norma secondo cui viene considerata come prodotta localmente l'elettricità immessa nella CLE e contemporaneamente prelevata all'interno della stessa da tutti i suoi partecipanti (consumatori finali, prosumer, produttori, gestori di impianti di stoccaggio) facilita il funzionamento della CLE. In presenza di un impianto di stoccaggio all'interno della CLE, per ogni periodo di fatturazione non può essere immessa in linea di principio in totale nella CLE più elettricità di quella prelevata dalla CLE stessa. Per il quantitativo di energia elettrica reimessa nella comunità che superi il quantitativo prelevato dalla

stessa decade il diritto allo sconto sulla tariffa per l'utilizzazione della rete. L'ulteriore attuazione concreta è disciplinata attraverso le direttive del settore.

Trasformazione dell'energia elettrica e riconversione in elettricità

Ai fini del calcolo dell'importo del rimborso è determinante la quantità di elettricità reimessa in rete dopo la riconversione in elettricità dell'energia elettrica precedentemente trasformata secondo l'articolo 14a capoverso 4 lettera b LAEI. Le garanzie di origine (GO) registrate da Pronovo per la quantità di elettricità reimessa in rete (ad es. elettricità prodotta a partire dall'idrogeno) servono a comprovare la quantità di elettricità rilevante ai fini del rimborso. Le GO rilasciate corrispondono alla quantità di elettricità immessa in rete; per la quantità di elettricità prelevata dalla rete devono essere annullate le corrispondenti GO.

Per conoscere la quantità di elettricità prelevata dalla rete per la trasformazione, l'impianto di trasformazione deve essere dotato di un sistema di misurazione intelligente supplementare se al punto di allacciamento lato consumo è installato un impianto di produzione. Su tale base possono essere acquistate GO per il quantitativo di elettricità prelevato dalla rete. Per esempio, nella produzione di idrogeno le GO dell'elettricità vengono convertite in GO dell'idrogeno (benché non tutte a causa delle perdite legate alla trasformazione). Questo processo vale anche per i gas o i combustibili sintetici. Con la riconversione in elettricità vengono emesse nuove GO dell'energia elettrica (trasformata).

Le GO sono emesse una volta al mese. Il rimborso dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete si basa sulle informazioni fornite dal sistema di misurazione intelligente (dell'elettricità). Il rimborso è calcolato allo stesso modo del rimborso per gli impianti di stoccaggio con consumo finale. Il suo importo è calcolato cioè in base alla tariffa di rimborso pubblicata dal gestore di rete.

Impianti pilota e di dimostrazione (art. 14a cpv. 4 lett. c LAEI)

Nel caso degli impianti pilota e di dimostrazione (impianti P+D), per ottenere un rimborso non vi è alcun obbligo di riconversione in elettricità. La creazione di questa categoria mira a incentivare la messa in funzione di tali impianti. In quest'ottica è dato che non vi è alcun obbligo di reimmissione in rete per ricevere un rimborso, viene rimborsato, in analogia all'esenzione di cui all'articolo 18c, l'intero corrispettivo per l'utilizzazione della rete. In linea di principio beneficiano di un rimborso gli impianti che si trovano in fase di ammissione al mercato oppure di introduzione o diffusione sul mercato e che presentano caratteristiche tecniche od operative innovative. Per caratteristiche tecniche od operative innovative si intendono tutte le nuove conoscenze derivanti dalla messa in funzione degli impianti.

In tutta la Svizzera il rimborso sarà riconosciuto solo fino al raggiungimento del tetto massimo di 200 MW. A tal fine l'UFE redige un elenco, che consente di verificare se tale limite è stato raggiunto. L'UFE verifica che i criteri siano soddisfatti e inserisce l'impianto in tale elenco. Il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete è effettuato dal gestore di rete. L'energia elettrica utilizzata deve essere rinnovabile: ciò significa che per la quantità di elettricità prelevata dalla rete devono essere annullate le corrispondenti garanzie di origine rilasciate per la produzione da fonti rinnovabili. L'impianto deve essere allacciato alla rete elettrica svizzera. Per poter beneficiare del rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete deve inoltre entrare in funzione entro il 31 dicembre 2034. Il rimborso viene effettuato a partire dal primo prelievo e dura fino alla cessazione dell'esercizio dell'impianto, tuttavia per un massimo di 20 anni. I quantitativi di elettricità prelevati dalla rete devono essere dimostrati mediante sistemi di misurazione intelligenti. Viene rimborsata solo la quantità di elettricità prelevata per essere trasformata. Se a monte di uno stesso punto di allacciamento alla rete sono installati più impianti, è necessario installare sistemi di misurazione intelligenti supplementari. Il diritto al rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete può essere esercitato solo per i prelievi di elettricità effettuati dopo l'entrata in vigore della disposizione dell'ordinanza. In caso di prelievo dalla rete elettrica prima di tale data non sussiste alcun diritto al rimborso. È per contro indifferente che l'impianto sia entrato in esercizio prima dell'entrata in vigore delle disposizioni. In linea di principio possono beneficiare di queste

norme sul rimborso sia i gestori di nuovi impianti che quelli di impianti già esistenti. Diversi punti in relazione con l'attuazione verranno disciplinati in un'apposita direttiva.

Altri temi in ambito di regolamentazione degli impianti di stoccaggio

Secondo l'articolo 6 capoversi 2 e 6 in combinato disposto con l'articolo 13 capoverso 1 LAEI, i consumatori finali fissi possono in linea di principio acquistare elettricità soltanto dal proprio gestore di rete. In generale, la LAEI non impone restrizioni alla vendita della propria produzione (quindi neanche a quella proveniente dagli impianti di stoccaggio), a condizione che siano rispettate le disposizioni dell'articolo 6 LAEI riguardanti la libera scelta del fornitore.

Secondo l'articolo 15 della legge sull'energia (LEne; RS 730.0) l'obbligo di ritiro e di rimunerazione vale solo per i produttori; ciò significa che nel caso degli impianti di stoccaggio non può essere rivendicato tale diritto per l'elettricità stoccativa proveniente dalla rete e non da un produttore. A prescindere da ciò, il gestore di un impianto di stoccaggio può reimmettere in rete l'elettricità accumulata proveniente dalla rete in virtù del diritto d'accesso alla rete di cui gode in linea di principio nei confronti del gestore di rete. In questo caso deve tuttavia trovare da sé un acquirente per l'elettricità.

Su richiesta e se soddisfano determinati requisiti, le imprese energivore possono farsi rimborsare in parte o integralmente il supplemento rete (art. 39 cpv. 1 e 2 della legge sull'energia [LEne; RS 730.0]). Secondo l'articolo 42 dell'ordinanza sull'energia (OEn; RS 730.01), la domanda di rimborso del supplemento rete deve essere presentata al più tardi sei mesi dopo la fine dell'anno contabile per il quale si chiede il rimborso. Il richiedente dovrà dimostrare di non aver già ricevuto il rimborso del supplemento rete in virtù delle norme sul rimborso di cui agli articoli 18d – 18i.

Secondo l'articolo 4 capoverso 1 OEn è soggetta all'obbligo di etichettatura (e di pubblicazione) la quantità di elettricità fornita a tutti i consumatori finali: l'etichettatura dell'elettricità deve essere eseguita annualmente mediante garanzia di origine per ogni chilowattora fornito ai consumatori finali. L'attuale soluzione prevede che le GO vengano soppresse se l'impianto di stoccaggio viene caricato. L'elettricità che viene poi reimessa in rete è considerata energia grigia. In futuro, tuttavia, la quantità di energia reimessa in rete aumenterà e con essa anche la quota di energia grigia, per cui si dovrà eventualmente elaborare un'altra soluzione.

3. Ripercussioni finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni

Alla luce delle modifiche operate, la ElCom non esclude la possibilità di oneri supplementari, ancora da quantificare, per quanto riguarda i costi d'investimento e di personale. Fatte salve le indicazioni che seguono, la revisione dell'ordinanza non ha ripercussioni di rilievo per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni.

3.1 Metrologia

Le modifiche previste nell'ambito della metrologia non hanno per la Confederazione ripercussioni finanziarie, sull'effettivo del personale né di altro genere. Poiché la maggior parte dei gestori delle reti di distribuzione svizzeri è di proprietà di enti pubblici cantonali e comunali, le presenti modifiche generano alcune ripercussioni per quei Cantoni e Comuni che detengono partecipazioni in uno o più gestori di rete.

3.2 Tariffe di rete, flessibilità e comunità locali di energia elettrica

Le modifiche previste riguardo alle tariffe di rete, alla gestione della flessibilità e all'introduzione delle comunità locali di energia elettrica non hanno per la Confederazione ripercussioni né finanziarie né

sull'effettivo del personale e nemmeno di altro genere. Poiché la maggior parte dei gestori delle reti di distribuzione svizzeri è di proprietà di enti pubblici cantonali e comunali, le presenti modifiche generano alcune ripercussioni per quei Cantoni e Comuni che detengono partecipazioni in uno o più gestori di rete.

3.3 Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Le modifiche previste nell'ambito della nuova regolamentazione dello stoccaggio non hanno per la Confederazione ripercussioni né finanziarie né sull'effettivo del personale e nemmeno di altro genere. L'attuazione di questo disciplinamento comporta un certo onere supplementare per i gestori delle reti di distribuzione, il che può generare effetti indiretti per i Cantoni e i Comuni che sono proprietari di queste imprese.

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

Fatto salvo quanto segue, la revisione dell'ordinanza non ha ripercussioni di rilievo per l'economia, l'ambiente e la società.

4.1 Tariffe di rete e regolamentazione della flessibilità

A medio-lungo termine gli adeguamenti concernenti le tariffe di rete e l'introduzione di una regolamentazione della flessibilità dovrebbero offrire ai gestori di rete maggiori incentivi agli investimenti. Ciò deriva dal fatto che i clienti finali adegueranno maggiormente l'utilizzazione della rete alle capacità disponibili e saranno anche maggiormente responsabili dei costi. Questi cambiamenti di comportamento – soprattutto attraverso le tariffe dinamiche – riducono a lungo termine la necessità di ampliamento della rete e di conseguenza anche gli investimenti. La portata esatta di tali effetti è difficile da quantificare e dipende anche dall'interazione con la regolamentazione della flessibilità.

Le due misure congiunte portano a una notevole riduzione dei costi di ampliamento della rete. Prezzi di lavoro o della potenza dinamici, orientati alla situazione della rete di un determinato momento, indurranno i consumatori e i prosumer a gestire rispettivamente il proprio consumo e il proprio consumo e la propria produzione mediante sistemi di controllo intelligenti e impianti di stoccaggio, riducendo così il prelievo dalla rete nei momenti di carico elevato. Per i gestori di rete più piccoli è stata inoltre creata un'alternativa più facilmente attuabile (introduzione di prezzi della potenza variabili nel tempo), che tuttavia comporta una minore libertà tariffaria. La regolamentazione della flessibilità consente soprattutto di smussare i picchi di immissione e gestire in modo più organico il carico della rete, il che può essere associato a modelli tariffari innovativi.

Secondo lo studio sugli effetti di una forte elettrificazione e di un potenziamento massiccio della produzione elettrica da energie rinnovabili sulle reti di distribuzione svizzere *«Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze»* (UFE 2022, italiano non disponibile) i costi di queste reti raddoppieranno entro il 2050. Secondo lo scenario NV («Nessuna variazione») sarebbero necessari investimenti per circa 45 miliardi di franchi svizzeri (in termini reali ai prezzi del 2020) per il mantenimento e il potenziamento dell'infrastruttura della rete elettrica anche senza ulteriori obiettivi di politica energetica. Nella variante FV del Consiglio degli Stati, recepita nella legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, il fabbisogno di investimenti è invece superiore di 37 miliardi di franchi. Con un comportamento di ricarica per l'eletromobilità orientato in modo ottimale alla rete e un tetto massimo dei picchi di immissione degli impianti fotovoltaici limitato al 70 per cento della potenza installata, o anche con una rete elettrica più intelligente, il fabbisogno di investimenti potrebbe essere ridotto di circa un quarto. Di ciò beneficierebbero i clienti finali. Vale in linea

di massima il seguente principio: più i clienti finali saranno flessibili e più ampio sarà il margine di controllo su di essi, maggiori saranno i possibili risparmi tariffari.

4.2 Comunità locali di energia elettrica

Il modello delle comunità locali di energia elettrica (CLE) dovrebbe favorire un notevole incremento del fotovoltaico. In linea di principio potrebbero tuttavia partecipare a una CLE anche altre energie rinnovabili (piccole centrali idroelettriche o impianti eolici.) Oltre che dall'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, il suddetto incremento dipende dall'efficienza economica di una CLE e dall'eventuale disponibilità a pagare maggiormente per l'energia elettrica prodotta localmente. La tariffa ridotta pagata dalla CLE per l'utilizzazione della rete comporta un aumento a titolo compensativo dei costi per l'utilizzazione della rete per gli altri consumatori finali. La portata di tale effetto dipende dalla diffusione del modello e dall'entità dei costi di rete. Poiché l'introduzione delle CLE non comporta risparmi rilevanti sui costi di rete, in una prima fase la riduzione della tariffa di rete deve corrispondere al 40 o 20 per cento, in modo da limitare per quanto possibile gli effetti negativi sugli altri consumatori finali, specie nei piccoli comprensori. Se il comportamento di una CLE è al servizio della rete, essa potrebbe ricevere anche una tariffa di rete ridotta.

5. Rapporto con il diritto europeo

5.1 Tariffe di rete

Secondo il regolamento (UE) 2019/943⁴, recentemente modificato dal regolamento (UE) 2024/1747⁵, le tariffe di rete devono soddisfare diverse esigenze. Tra queste figurano gli incentivi all'efficienza energetica e dei costi, all'integrazione dei mercati, alla sicurezza dell'approvvigionamento e agli investimenti efficienti. Inoltre, le tariffe di rete devono promuovere l'innovazione nell'interesse dei consumatori, nello specifico la digitalizzazione e la flessibilizzazione dei servizi di rete. I miglioramenti nell'ambito delle tariffe di rete in Svizzera rafforzano soprattutto gli obiettivi dell'efficienza dei costi e quelli dell'integrazione del mercato, come pure la digitalizzazione e gli investimenti efficienti.

5.2 Flessibilità

I disciplinamenti europei concernenti la flessibilità sono definiti principalmente nel regolamento (UE) 2019/943 e nella direttiva (UE) 2019/944⁶. Questi ultimi fissano dei principi essenziali volti a incoraggiare la flessibilità nelle reti elettriche. Fra questi principi vi è in particolare quello secondo cui tutti i gruppi di clienti (industriali, commerciali e residenziali) dovrebbero aver accesso ai mercati dell'elettricità per poter negoziare la propria flessibilità e l'elettricità che autoproducono. I consumatori dovrebbero inoltre poter consumare, stoccare e vendere sul mercato l'elettricità autoprodotta e poter partecipare a tutti i mercati dell'elettricità per apportare flessibilità al sistema, ad esempio attraverso lo stoccaggio di energia (in particolare con i veicoli elettrici) o attraverso programmi per il controllo del carico o per l'aumento dell'efficienza energetica. Secondo l'articolo 32 della direttiva (UE) 2019/944, gli Stati membri definiscono altresì il quadro normativo necessario per consentire ai gestori dei sistemi di distribuzione

⁴ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54.

⁵ Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione (GU L, 2024/1747, 26.6.2024).

⁶ Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione), versione secondo GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125.

(gestori delle reti di distribuzione) di acquisire servizi di flessibilità, compresa la gestione della congestione della rete nelle loro aree, e incentivarli in tal senso, al fine di gestire e sviluppare in modo più efficiente la rete di distribuzione. Queste regole permettono di conciliare tra loro una maggiore integrazione delle energie rinnovabili, la partecipazione attiva dei consumatori e il rafforzamento dei meccanismi della flessibilità e di garantire al contempo il coordinamento transfrontaliero e la trasparenza necessari per affrontare le sfide della transizione energetica.

Le disposizioni della presente ordinanza non riprendono espressamente i disciplinamenti UE, ma neppure vi contravvengono.

5.3 Comunità locali di energia elettrica

La costituzione di comunità locali di energia elettrica (CLE) riprende l'idea di una maggiore partecipazione dei cittadini contenuta nella direttiva UE 2018/2001⁷ sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II) e nella direttiva UE 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Il modello analogo nell'UE è la «comunità di energia rinnovabile» (CER), che consente alle persone fisiche, alle autorità locali (compresi i Comuni) o alle PMI di unirsi per formare una comunità di produzione e di consumo in prossimità del luogo di produzione dell'energia elettrica. Secondo la RED II (art. 2 n. 16) una CER è un soggetto giuridico autonomo ed effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia rinnovabile. L'obiettivo principale di una CER è quello di apportare benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Le differenze rilevanti tra una CLE e una CER consistono nel fatto che rispetto all'Unione europea in Svizzera la cerchia dei partecipanti è meno ristretta (possono partecipare anche le grandi imprese e i gestori di rete) e la soluzione elvetica si limita all'elettricità.

5.4 Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Il diritto dell'UE non prevede disposizioni specifiche in materia di esenzioni o rimborsi dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete per gli impianti di stoccaggio o di trasformazione.

6. Compatibilità con gli impegni internazionali assunti dalla Svizzera

Il progetto è compatibile con gli obblighi internazionali della Svizzera.

7. Commento ai singoli articoli

Art. 8 Tariffe di misurazione

Il *capoverso 1* precisa che le tariffe di misurazione devono essere fissate per la durata di un anno tarifario (anno civile), come avviene per le tariffe del servizio universale e le tariffe di rete. Le tariffe devono inoltre essere differenziate in funzione delle diverse potenze di allacciamento.

Le tariffe di misurazione devono essere orientate ai costi e stabilite secondo il principio di causalità. La computabilità dei costi di misurazione è valutata secondo i criteri di «affidabilità» ed «efficienza» (art. 17a cpv. 2 e 4 LAEI) in base alle disposizioni esecutive degli articoli 8a–8a^{quater}. Per rendere più efficiente la verifica delle tariffe di misurazione, il *capoverso 1^{bis}* introduce un monitoraggio, che deve

⁷ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione), GU L 328 del 21.12.2018, pag. 82.

essere eseguito annualmente dalla ElCom. A tal fine i gestori di rete devono comunicare preventivamente alla ElCom le tariffe, analogamente alle tariffe di rete e alle tariffe per l'energia elettrica, e pubblicarle in base all'articolo 7b. Qualora dal monitoraggio dovesse risultare che le tariffe di misurazione sono in generale troppo alte, il Consiglio federale può eventualmente fissare in un secondo momento, conformemente all'articolo 17a capoverso 5 secondo periodo LAEI, un limite massimo, nel qual caso l'OAEI andrebbe adeguata di conseguenza.

Art. 8a Costi d'esercizio computabili

Le disposizioni relative ai costi d'esercizio computabili si rifanno a quelle relative all'esercizio della rete. Per questo motivo i costi di installazione, che finora figuravano nei costi d'esercizio, sono ora più correttamente definiti costi del capitale computabili (v. art. 8a^{bis}). Il *capoverso 1* riprende l'articolo 15 capoverso 2 LAEI e menziona in forma non esaustiva le voci di costo più importanti. Per specificare i dettagli, il *capoverso 2* impone ai gestori di rete, conformemente al principio di sussidiarietà (art. 3 cpv. 2 LAEI), di stabilire direttive per la determinazione dei costi d'esercizio computabili. Una disposizione analoga è contenuta nell'articolo 12 capoverso 2 per i costi d'esercizio computabili nel settore dell'esercizio della rete. Se non vengono elaborati standard adeguati entro un termine utile, si dovrà intervenire con l'emanazione di disposizioni di esecuzione (art. 27 cpv. 4 terzo periodo).

Art. 8a^{bis} Costi del capitale computabili

Anche le disposizioni relative ai costi del capitale computabili si rifanno a quelle relative all'esercizio della rete e sono in gran parte identiche. Come già menzionato, i costi di installazione vengono ora esplicitamente annoverati fra i costi del capitale computabili. Si rimanda pertanto alla prassi e al commento relativi all'articolo 13. Si rinuncia a fissare un tasso d'interesse calcolatorio del costo del capitale (*Weighted Average Cost of Capital [WACC]*) specifico per la metrologia e si applica quello dell'allegato 1. Il *capoverso 4* esprime, anche in questo caso, il principio di sussidiarietà.

Art. 8a^{ter} Disposizioni particolari relative ai costi di misurazione computabili

Cpv. 1 e 2: al fine di rendere l'ordinanza più chiara, vengono trasferite in questo punto le disposizioni contenute finora nell'articolo 8a^{sexies} capoversi 4 e 7.

Art. 8a^{quater} Differenze di copertura nell'ambito dei costi di misurazione

La gestione delle differenze di copertura di periodi tariffari precedenti è analoga a quella del servizio universale (art. 4f) e del settore delle reti (art. 18b).

Art. 8a^{quinques} – Art. 8a^{nonies}

Gli articoli 8a – 8a^{quinques}, in vigore dal 1° gennaio 2025 per effetto dell'ultima revisione, vengono rinumerati a seguito dell'inserimento delle disposizioni sulla metrologia.

Art. 8a^{decies} Sistemi di misurazione intelligenti

Per rendere più chiaro l'assetto dell'ordinanza, le disposizioni finora contenute nell'articolo 8a^{sexies} sono state collocate altrove: i capoversi 4 e 7 sono stati trasferiti nel nuovo articolo 8^{ter} (cpv. 1 e 2) e i capoversi 5 e 6 nel nuovo articolo 8a^{undecies}. Il *capoverso 8* è diventato il nuovo capoverso 5.

Cpv. 3: per rendere l'utilizzo delle interfacce clienti più facili per i consumatori finali, i produttori e i gestori degli impianti di stoccaggio, tali interfacce devono essere standardizzate e semplificate il più possibile livello svizzero. Poiché molti smart meter sono già stati installati o perlomeno acquistati, non sarebbe realistico imporre un unico standard. Pertanto entro fine gennaio 2026 i gestori di rete devono concordare in direttive di settore gli standard e i formati ammessi per le interfacce clienti. Queste direttive devono, come di consueto, essere rese pubblicamente accessibili. Esse devono contenere perlomeno

le specifiche relative alle interfacce tecniche ammesse (come RJ12 o RJ45), i protocolli ammessi (come P1 DSMR, DLMS/COSEM, MQTT in formato JSON o HTTP REST API in formato JSON), la frequenza di pubblicazione dei dati sull'interfaccia, per esempio ogni 10 secondi, nonché la struttura dei messaggi e un loro contenuto uniforme almeno a livello svizzero (set minimo di dati), da mettere a disposizione delle interfacce clienti. Per l'elaborazione di questo standard i gestori di rete devono coinvolgere i gruppi di interesse del caso come pure l'UFE.

Adottano in seguito misure per far sì che la propria interfaccia clienti possa essere utilizzata al bisogno dai consumatori finali conformemente agli standard, per esempio via parametrizzazione remota. Se in determinati casi fossero necessarie a tale scopo misure più complesse, il gestore di rete potrà offrire ad esempio degli adattatori all'interfaccia clienti per i consumatori finali che dovessero manifestare l'interesse. Tali misure sono computabili. Nel caso in cui i costi per la realizzazione dell'interfaccia clienti secondo lo standard di settore siano sproporzionati, il gestore di rete può chiedere una deroga alla ElCom. Nel *capoverso 6 primo periodo* aggiunto con l'ultima revisione, con l'introduzione delle comunità locali di energia elettrica anche i rispettivi partecipanti sono considerati quali a venti diritto (cfr. art. 17a^{bis} cpv. 3 LAEI).

Art. 8a^{undecies} Deroghe all'obbligo di impiego di sistemi di misurazione intelligenti

Per rendere più chiaro l'assetto dell'ordinanza, le disposizioni finora contenute nell'articolo 8a^{sexies} sono state collocate altrove: i capoversi 4 e 7 sono stati trasferiti nel nuovo articolo 8^{ter} (cpv. 1 e 2) e i capoversi 5 e 6 nel nuovo articolo 8a^{sexies}.

Art. 8a^{duodecies} Installazione di contatori di elettricità supplementari

Cpv. 1: anche per i contatori supplementari la rimunerazione si basa in linea di principio sui costi effettivi della misurazione. In questo caso è tenuto al loro pagamento il gestore di rete e non il cliente che fruisce dei servizi di misurazione.

Cpv. 2: poiché i contatori supplementari sono relativamente costosi e si ripercuotono, a causa della mancata computabilità dei costi, sul margine di profitto dei gestori di rete, dopo un anno questi ultimi possono disinstallarli a proprie spese, una volta eliminati i difetti dell'infrastruttura di misurazione precedentemente riscontrati. In caso di controversia è possibile appellarsi alla ElCom. Il termine di un anno intende assicurare un bilanciamento tra diversi interessi. Infatti, se da una parte per i gestori di rete tali contatori supplementari possono essere fonte di costi elevati, dall'altra i fornitori esterni di tale servizio necessitano di una certa sicurezza di pianificazione attraverso una durata minima garantita per i loro servizi.

Art. 8c

L'articolo 8c è abrogato. I sistemi di controllo e di regolazione intelligenti per l'esercizio della rete sono utilizzati esclusivamente nell'ambito della flessibilità. Il contenuto di questo articolo viene pertanto trasferito nelle disposizioni concernenti la flessibilità (artt. 19a – d) e armonizzato con le relative modifiche di legge.

Art. 13a^{bis} Costi computabili dei sistemi di controllo e di regolazione

L'applicazione dell'ex art. 13a lett. b (ora art. 13a^{bis}) è stata adeguata alle modifiche legislative relative alla flessibilità, quali l'abrogazione dell'art. 8c OAEI.

Cpv. 1: sono considerati computabili i costi del capitale e i costi d'esercizio dei sistemi di controllo e di regolazione impiegati dal gestore della rete di distribuzione per utilizzare la flessibilità al servizio della rete giusta l'articolo 19a OAEI.

Ai sensi di questo capoverso, per sistema di controllo e regolazione si deve dunque intendere l'insieme di questi sistemi o dispositivi, siano essi intelligenti o no. In effetti, l'utilizzo della flessibilità da parte del

gestore della rete di distribuzione non implica necessariamente la presenza di un sistema di controllo o di regolazione intelligente: il gestore della rete di distribuzione può indubbiamente utilizzare la flessibilità di un titolare della flessibilità tramite un altro dispositivo, quale un invertitore per esempio. Inoltre, in considerazione del disciplinamento relativo alla flessibilità esistente (art. 17c cpv. 3 LAEI in combinato disposto con l'art. 19d OAEI), è giusto che i gestori delle reti di distribuzione possano imputare i costi di capitale e i costi d'esercizio dei vecchi sistemi di controllo e di regolazione già installati prima dell'entrata in vigore delle presenti disposizioni.

Riguardo ai sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, l'articolo 15 capoverso 3^{bis} LAEI prevede che il Consiglio federale disciplini le condizioni e la misura dell'imputabilità nonché l'attribuzione dei costi dei sistemi di controllo e di regolazione intelligenti ai costi d'esercizio e di capitale. L'imputabilità dei costi degli altri sistemi di controllo e di regolazione impiegati a fini di utilizzo della flessibilità al servizio della rete di cui all'articolo 19a OAEI deriva direttamente dall'articolo 15 capoverso 1 LAEI.

Infine, come avvenuto già finora, è computabile anche la rimunerazione versata per l'utilizzo della flessibilità. A seguito dell'abrogazione dell'articolo 8c le disposizioni concernenti la rimunerazione si trovano ora negli articoli 17c LAEI e negli articoli 19b e 19d OAEI. Detta rimunerazione può tuttavia essere computabile solo se è proporzionale ai costi di rete evitati.

Cpv. 2: al momento la legge fornisce una definizione molto ampia dei sistemi di controllo e di regolazione intelligenti e non indica con precisione quali elementi debbano presentare (art. 17b cpv. 1 LAEI). Lo stesso vale per gli altri dispositivi (non intelligenti). È pertanto difficile determinare esattamente quali siano i costi computabili come costi del capitale e d'esercizio di tali sistemi e quali siano invece i costi che, secondo la raccomandazione di settore per l'allacciamento alla rete (NA/RR - CH 2024), sono a carico della persona allacciata come condizione per la realizzazione dell'allacciamento. Pertanto d'ora in avanti si chiede ai gestori di rete di sviluppare direttive trasparenti e non discriminatorie relative alle componenti computabili dei sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, in particolare in relazione alla preparazione tecnica dell'installazione (ad es. conduttore di controllo, contattore, scatola frontale, cavo tra contatore dell'acqua e contatore dell'elettricità o terminali di collegamento del contatore). Se queste componenti sono necessarie per l'installazione di un sistema di questo tipo, allora i loro costi sono computabili. Oltre a chiarezza per la pratica si crea così anche certezza giuridica per quanto concerne i costi computabili come costi di rete e quelli invece che i gestori di rete devono addebitare individualmente alle persone interessate.

Art. 14 cpv. 3

L'ultimo periodo del capoverso 3 viene stralciato senza essere sostituito per via del rimando all'articolo 15 capoverso 1 lettera c, anch'essa abrogata per i motivi indicati più avanti.

Art. 15 Imputazione dei costi della rete di trasporto

Cpv. 1: la lettera a viene stralciata poiché questa norma è già contemplata a livello di legge nell'articolo 15c capoverso 1 lettera b LAEI. Le lettere b (tranne l'ultima parte) e c vengono stralciate in applicazione di alcune decisioni del Tribunale amministrativo federale (sentenze A- 2842/2010, A-2844/2010 e A-2876/2020), che hanno sancito l'illegalità e l'incostituzionalità di entrambe le disposizioni. L'ultima parte della lettera b, che prescrive di fatturare individualmente ai gruppi di bilancio i prelievi dalla riserva di energia elettrica secondo la OREI, diventa il nuovo capoverso 1.

Cpv. 2 lett. a^{bis}: analogamente all'articolo 7 OAEI i costi di cui all'articolo 15a LAEI vanno integrati anche nell'articolo 15 capoverso 2.

Cpv. 3: per un'imputazione dei costi il più possibile basata sul principio di causalità, la ponderazione della componente di potenza (valore medio delle potenze massime mensili) viene aumentata dal 60 al 90 per cento. La componente di lavoro (somma dell'energia elettrica prelevata) si riduce dal 30 al 10 per cento. Viene eliminata la tariffa di base fissa per punto di prelievo, pari finora al 10 per cento, che generava anche incentivi alla riduzione dei punti di collegamento tra la rete di trasporto e quella di

distribuzione, un effetto dannoso per la stabilità della rete e quindi per la sicurezza dell'approvvigionamento.

Art. 16 cpv. 1 e 1^{bis}

Cpv. 1: analogamente alla nuova norma nell'articolo 15, anche a livello di rete di distribuzione viene aumentata la ponderazione della componente di potenza, che passa dal 70 al 90 per cento. Per contro, la componente di lavoro scende dal 30 al 10 per cento.

L'aumento della componente di potenza comporta un onere finanziario solo di poco maggiore per il livello di rete inferiore rispetto ai livelli di rete superiori. Il nuovo *capoverso 1^{bis}* introduce il principio del netto: questo adeguamento produce una ridistribuzione dei costi dai comprensori con elevata immissoione in rete ai comprensori con immissoione nulla o esigua. Data la ridotta componente di lavoro, l'effetto è evidente. La determinazione delle componenti di lavoro avviene, analogamente alle componenti di potenza, contemporaneamente in tutti i punti di misurazione.

Art. 17 cpv. 2

Il nuovo *capoverso* precisa che, nel quadro della traslazione dei costi, per il calcolo della potenza si considera la potenza netta prelevata nei punti di interconnessione della rete.

Art. 18 Principi applicabili alle tariffe per l'utilizzazione della rete a tutti i livelli di rete

Per maggiore chiarezza le disposizioni di esecuzione relative alle tariffe per l'utilizzazione della rete vengono suddivise in due articoli. L'*articolo 18* riporta le disposizioni applicabili a tutti i livelli di rete e di tensione, mentre il nuovo articolo 18a quelle concernenti in modo specifico il livello di rete 7 (livello di bassa tensione).

Il *capoverso 1* precisa che le tariffe per l'utilizzazione della rete devono essere fissate per la durata di un anno civile, come avviene anche per le tariffe del servizio universale e quelle di misurazione.

Per motivi di chiarezza e di migliore comprensione il *capoverso 2* sancisce espressamente che all'interno di un livello di tensione i clienti con profili di prelievo uguali o simili sono riuniti in un gruppo di clienti, caratterizzato da un menù tariffario unitario.

Cpv. 3: i gestori di rete sono in linea di principio liberi di scegliere se offrire ai consumatori finali di un gruppo di clienti altre tariffe opzionali per l'utilizzazione della rete oltre a quella standard, sempreché come tariffa standard non siano previste solo tariffe dinamiche. In quest'ultimo caso, in applicazione del *capoverso 6* i gestori di rete devono prevedere una tariffa opzionale con componenti tariffarie non dinamiche. La tariffa standard va indicata come tale al fine di distinguere in modo trasparente da eventuali tariffe opzionali.

Il *capoverso 4* stabilisce i principi per la definizione delle singole tariffe, che si tratti di tariffe standard oppure opzionali. Chiarisce che, in linea di principio, i gestori di rete sono liberi di scegliere le singole componenti tariffarie e la loro rispettiva ponderazione. Ne consegue una sostanziale libertà tariffaria.

In generale, esistono tre diverse componenti tariffarie: per la cosiddetta componente di lavoro è determinante la somma dell'energia elettrica prelevata. In altre parole, sono determinanti i chilowattora acquistati nel corso dell'anno tariffario (o del periodo di fatturazione). Nel caso della cosiddetta componente di potenza, ciò che conta è la potenza massima ricevuta dal consumatore finale in un determinato periodo di tempo. Nella prassi attuale ci si basa sulle potenze massime mensili (prelievo massimo di energia elettrica). In mancanza di un sistema di misurazione intelligente, il gestore di rete può basarsi in alternativa anche sul dimensionamento dell'allacciamento. Oltre alle componenti di lavoro e potenza, i gestori di rete possono includere nelle tariffe anche le cosiddette tariffe di base (componenti di base fisse), indipendenti dai consumi e dalla potenza. La libertà tariffaria non è illimitata. In primo luogo, alcune limitazioni derivano già dai principi tariffari di cui all'articolo 14 *capoverso 3 LAEI*. Ai sensi della lettera a di tale *capoverso* le tariffe devono da un lato riflettere i costi generati (principio di causalità);

dall'altro, secondo la lettera e dello stesso capoverso, esse devono tenere conto degli obiettivi di efficienza dell'infrastruttura di rete e dell'impiego dell'energia elettrica e creare incentivi per una gestione stabile e sicura della rete. A porre alcuni limiti alla ponderazione della componente di potenza è soprattutto l'utilizzo efficiente dell'energia elettrica. Se è vero che le tariffe basate sulla potenza sono fondamentalmente al servizio del principio di causalità, per il totale dei costi di rete non contano tanto la somma annua dei chilowattora quanto piuttosto il rispettivo carico massimo. D'altro canto, però, le componenti di lavoro incentivano maggiormente l'utilizzo efficiente dell'elettricità. La prassi della ElCom può pertanto determinare limiti massimi o minimi alla ponderazione di singole componenti tariffarie; a questo riguardo, in considerazione delle diverse realtà tecniche ed economiche, è possibile differenziare anche tra i diversi livelli di rete. In secondo luogo, la libertà tariffaria è limitata anche dalle disposizioni tariffarie specifiche per il livello della bassa tensione, in particolare dalle disposizioni specifiche di cui al capoverso 5 di questo articolo nonché all'articolo 18a capoverso 2 lettere a e c e capoverso 4.

Secondo l'articolo 14 capoverso 3 lettera e LAEI, nella determinazione delle tariffe per l'utilizzazione della rete occorre puntare maggiormente a incentivare l'efficienza, la stabilità e la sicurezza della rete. Poiché inoltre secondo l'articolo 14 capoverso 3 lettera a LAEI le tariffe per l'utilizzazione della rete non devono più presentare strutture «semplici» ma semmai «comprendibili», d'ora in poi vi sarà maggiore libertà per le tariffe le cui singole componenti possono cambiare nel corso dell'anno tariffario in funzione di determinati fattori. Con questo si crea la base per le cosiddette tariffe dinamiche. Nel caso delle tariffe dinamiche la tariffa che ne risulta effettivamente non è fissa nel tempo poiché il suo ammontare effettivo si basa su un parametro esterno, in concreto sul carico della rete. Per queste tariffe è tuttavia fissato un metodo di calcolo predefinito anno per anno. In questo senso le tariffe dinamiche sono conformi alle disposizioni della legge, secondo cui le tariffe devono essere fissate per la durata di un anno. Nel capoverso 5 sono stabiliti alcuni requisiti minimi per la formazione di tali tariffe dinamiche: secondo la *lettera a* tali tariffe sono ammesse se incentivano in modo mirato un comportamento al servizio della rete. Servono incentivi volti a ridurre i contributi individuali ai picchi di carico nella rete o in una parte della rete. Le tariffe dinamiche devono essere concepite sulla base dei valori di carico della rete previsti immediatamente prima dell'utilizzazione di quest'ultima (il giorno lavorativo precedente o in tempi ancora più ravvicinati), il che significa che la tariffa alta (TA) e la tariffa bassa (TB) attuali, che sono tariffe statiche, non possono essere considerate tariffe dinamiche. Per ottenere una sufficiente differenziazione temporale, devono presentare di norma almeno quattro livelli tariffari con una durata minima sufficientemente lunga di almeno un'ora; nel singolo caso i livelli tariffari differenziati a livello temporale possono coincidere se riflettono situazioni di rete comparabili in tempi differenti. I dati registrati dai contatori intelligenti consentono di rilevare il carico della rete ogni quarto d'ora, il che consente in linea di principio nel caso delle tariffe di rete dinamiche una granularità nettamente più fine. Con gli attuali modelli dinamici, meno differenziati a livello temporale, si dovrebbe puntare a una differenziazione più elevata almeno nei giorni lavorativi. A medio termine si dovrebbe attuare una differenziazione più fine (almeno oraria).

Secondo la *lettera b*, inoltre, in deroga al principio di cui al capoverso 2, i gestori di rete dovrebbero avere la possibilità di differenziare localmente le tariffe dinamiche in base alla situazione della rete. Queste tariffe possono variare fortemente tra loro. Si pensi in particolare alle città con un forte eccedente di carico, da una parte, e alle regioni rurali con un carico relativamente basso e una forte produzione locale dall'altra. Poiché la legge intende esplicitamente promuovere le tariffe dinamiche, il principio dell'uniformità di cui al capoverso 2 va interpretato in modo tale da poter prevedere tariffe differenziate localmente, pur tenendo il più possibile conto dell'uniformità di struttura richiesta alla lettera c. Il gestore di rete deve procedere alla differenziazione locale in funzione della situazione della rete.

La ElCom valuta, sia in caso di controversia sia d'ufficio, se la struttura concreta della tariffa risponda a tale obiettivo e se si possa quindi parlare di una tariffa dinamica. Si tratta in particolare della scelta dei parametri di riferimento relativi alla rete e della determinazione del loro influsso sulla variabilità delle singole componenti tariffarie, che in linea di principio i gestori di rete sono liberi di scegliere, purché si tratti comunque di una «struttura semplice» ai sensi dell'articolo 14 capoverso 3 lettera a LAEI. La dinamica può riferirsi alla componente di lavoro o alla componente di potenza. La metodologia esatta deve

essere pubblicata, come per le altre tariffe, al più tardi entro la fine di agosto dell'anno precedente. Ciò implica che, sulla base della metodologia pubblicata, le tariffe possono essere modificate fino al giorno precedente o in futuro anche in tempo reale, in modo da considerare le carenze di rete del momento.

La *lettera c* contiene ulteriori disposizioni sulla struttura delle tariffe dinamiche. Questo disciplinamento consente di attuare l'uniformità delle tariffe richiesta dalla legge, ma anche di tener conto del principio di causalità e della trasparenza (comprendibilità). Per il calcolo delle tariffe dinamiche viene utilizzata in linea di principio la stessa metodologia per tutti i consumatori finali all'interno di un comprensorio o di parte di un comprensorio. Il punto di partenza per la determinazione delle tariffe dinamiche è costituito dal profilo di carico standard che il gestore di rete deve definire per il gruppo di clienti cui è offerta la tariffa dinamica. Il corrispettivo per l'utilizzazione della rete che risulta dal profilo di carico standard per una tariffa dinamica deve essere comparabile con quelli di altre tariffe (non dinamiche) dello stesso gruppo di clienti in modo così da essere compreso dai consumatori finali. Questo, insieme al principio contenuto nella lettera e, mira ad assicurare una strutturazione delle tariffe dinamiche conforme al principio di causalità. La comparabilità del corrispettivo per l'utilizzazione della rete per il profilo di carico standard vale in particolare anche per le tariffe dinamiche differenziate localmente. Nella pratica si dovrà ancora chiarire il lasso di tempo in cui bisognerà assicurare la comparabilità, ossia se per l'intero anno tariffario o solo per singoli periodi più corti.

La *lettera d* precisa l'applicazione del principio di causalità nell'ambito della fissazione delle tariffe dinamiche da parte del gestore di rete. Le tariffe dinamiche mirano a produrre uno sgravio della rete e quindi ad abbassarne i costi a medio-lungo termine, soprattutto in quanto riducono i picchi di carico e contribuiscono così a evitare interventi di potenziamento della rete. I risparmi di costo attesi costituiscono il parametro di riferimento (nel senso di limite superiore) per i vantaggi lato rete da trasferire attraverso le tariffe dinamiche. In tale ottica i gestori di rete sono tenuti a tenere adeguatamente conto dei costi supplementari dovuti all'introduzione e alla gestione di tariffe dinamiche. È essenziale inoltre che il gestore di rete proceda a una pianificazione fondata su un'analisi costi-benefici, di cui fornire la prova, su richiesta, alla ElCom.

La *lettera e* tiene conto del fatto che le tariffe dinamiche sono per loro natura più complesse in termini di struttura e di attuazione, che al momento mancano ancora valori empirici approfonditi e che la relativa tecnologia si sviluppa rapidamente. I gestori di rete sono pertanto tenuti a gestire queste tariffe all'insegna della trasparenza. Ciò significa soprattutto fornire una presentazione plausibile della metodologia di tariffazione impiegata, compresa l'indicazione delle tariffe massime ed eventualmente anche minime possibili in virtù di tale metodologia, nonché dare la possibilità ai consumatori finali di conoscere in modo semplice e con sufficiente anticipo le tariffe risultanti dalla suddetta metodologia e di verificare il conteggio. Quest'ultimo punto implica in particolare che attraverso il portale cliente o almeno su richiesta un consumatore finale riceva un conteggio dettagliato (orari con tariffa e prelievo), sulla base del quale poter verificare la propria fattura.

Cpv. 6: le tariffe non dinamiche restano possibili come tariffe opzionali anche con l'introduzione di tariffe di rete dinamiche e allo stato attuale delle cose è presumibile che continueranno ad essere offerte almeno a medio termine. Per facilitare la transizione tutti i gestori di rete che abbiano definito una tariffa standard dinamica dovranno offrire almeno una tariffa opzionale non dinamica. La ElCom dovrà riferire periodicamente se questa regola ostacola la diffusione di tariffe di rete dinamiche e mostrare che effetti ha sull'evoluzione dei costi di rete, al fine di poter valutare se l'obbligo di una tariffa opzionale non dinamica debba eventualmente essere soppresso.

In caso di ulteriore diffusione delle tariffe dinamiche si dovrebbe inoltre chiarire in una direttiva di settore la loro interazione con un acquisto di elettricità «day-ahead» da parte dei consumatori finali, che acquistino appunto a breve termine elettricità sul mercato elettrico, affinché resti possibile un'ottimizzazione attraverso i costi dell'energia e di rete.

Art. 18a Tariffe per l'utilizzazione della rete del livello di bassa tensione

Le nuove disposizioni per la definizione delle tariffe al livello di rete 7 mantengono l'idea del gruppo di clienti di base: indipendentemente dal profilo di acquisto e dall'eventuale consumo proprio, i consumatori finali ordinari di cui al *capoverso 1 lettera a* continuano ad appartenere allo stesso gruppo di clienti. Secondo la *lettera b*, i consumatori finali che rientrerebbero nel gruppo di clienti di base di cui alla lettera a, ma che non sono ancora dotati di un sistema di misurazione intelligente (art. 8a^{quinquies} e 31/ cpv. 1 e 2) devono essere assegnati a un gruppo di clienti a sé stante, nel quale vigono particolari disposizioni tariffarie (cpv. 4).

Cpv. 2: per le tariffe per l'utilizzazione della rete del gruppo di clienti di base i gestori di rete possono applicare, come di consueto, tariffe per l'utilizzazione della rete con una componente di lavoro minima del 70 per cento (*lett. a*). Sono ora ammesse anche le tariffe dinamiche per l'utilizzazione della rete (*lett. b*), descritte all'articolo 18 capoverso 5. La *lettera c*, in combinato disposto con il *capoverso 3*, consente anche una forma semplificata di tariffe per l'utilizzazione della rete con tariffe di potenza variabili nel tempo, stabilite in anticipo per un anno tariffario in base al carico secondo fasce temporali adeguate. Al momento del loro utilizzo deve essere contemporaneamente fissata una componente di lavoro non degressiva pari ad almeno il 50 per cento. Per assicurare una sufficiente differenziazione temporale dei prezzi della potenza, si deve disporre di almeno quattro diversi valori al giorno. Si dovrebbe inoltre procedere a un'adeguata differenziazione dell'importo dei prezzi della potenza in funzione del carico della rete. Va fissata una tariffa di cui alla lettera c per anno tariffario. Devono essere ammesse in quest'ambito variazioni stagionali dei prezzi della potenza, nel caso in cui per esempio si verifichino picchi di potenza notevolmente più alti in inverno. Una strutturazione stagionale deve essere tuttavia prevista già nel tariffario, che va pubblicato secondo l'articolo 7b capoverso 1.

Cpv. 4: per i consumatori finali di cui al capoverso 1 lettera b resta invariata l'attuale disposizione (componente di lavoro pari almeno al 70 %). A questo gruppo di clienti non è possibile applicare tariffe dinamiche per l'utilizzazione della rete.

Al di fuori del campo di applicazione dell'articolo 18a, i gestori delle reti di distribuzione sono tenuti a rispettare soltanto i principi tariffari previsti per legge (art. 14 cpv. 3 LAEI) e le disposizioni generali d'esecuzione dell'articolo 18. Ciò vale in particolare per tutti i livelli di rete superiori (oltre il livello di rete 7) e per tutti i consumatori finali con un consumo annuo pari o superiore a 50 MWh.

Art. 18d Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Cpv. 1: trattandosi di una tariffa per l'utilizzazione della rete, la tariffa di rimborso fissata dai gestori di rete deve essere pubblicata (art. 12 cpv.1 lett. a LAEI). Le disposizioni per il calcolo della tariffa si evincono dall'articolo 18e.

Cpv. 2: contrariamente agli impianti di stoccaggio con consumo finale e agli impianti di trasformazione, nel caso degli impianti pilota e di dimostrazione il rimborso è calcolato indipendentemente dalle tariffe di rimborso. In tal caso si tiene conto (diversamente dal cpv. 1), oltre che della componente di lavoro, anche delle altre componenti di rimunerazione (componente di base e componente di potenza). Questo perché nel caso degli impianti pilota e di dimostrazione non è richiesta la reimmissione in rete della relativa quantità di elettricità. Si tratta inoltre di un sostegno a tempo determinato a un numero limitato di impianti. Nel caso di tali impianti il rimborso avrà dunque per finire lo stesso effetto di un'esenzione secondo l'articolo 18c. L'unica differenza rispetto agli impianti esentati sta nel fatto di dover pagare in un primo momento un corrispettivo per l'utilizzazione della rete, che in seguito verrà rimborsato, dietro presentazione dell'apposita domanda, se le pertinenti disposizioni sono soddisfatte (cfr. art. 14a cpv. 4 lett. c LAEI e art. 18h).

Cpv. 3: l'importo dovuto deve essere rimborsato, dietro presentazione dell'apposita domanda, nell'ambito della normale fatturazione successiva sotto forma di riduzione dei costi per il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Ai gestori di rete dovrà dunque essere messo a disposizione un apposito modulo per la presentazione della domanda. I dettagli dell'attuazione devono essere chiariti nella direttiva del

gestore di rete secondo l'articolo 18*i*. In merito a eventuali controversie relative al rimborso (diritto al rimborso, quantificazione di tale diritto) decide la ElCom (art. 22 cpv. 1 e 2 lett. b LAEI). Sono escluse le controversie in relazione al riconoscimento di un impianto quale impianto pilota e di dimostrazione ai sensi dell'articolo 18*h* capoverso 2, per le quali è competente l'UFE.

Cpv. 4: l'importo fatturato (componente di lavoro pagata più i costi per le prestazioni di servizio relative al sistema, ecc.) costituisce il limite massimo del rimborso. Dal rimborso non deve risultare per finire alcun guadagno.

Art. 18e Tariffe di rimborso

Cpv. 1: i gestori di rete devono fissare, tanto per le loro tariffe standard quanto per le loro tariffe opzionali, specifiche tariffe per il calcolo del rimborso, che devono essere pubblicate insieme a tutte le altre tariffe di rete (cfr. art. 12 cpv. 1 lett. a LAEI; art. 7*b*). Il diritto al rimborso degli impianti di cui all'articolo 14*a* capoverso 4 lettere *a* e *b* LAEI si limita alla componente di lavoro. Per la componente di potenza finalizzata alla rimunerazione della capacità di allacciamento, non è opportuno alcun rimborso poiché questa capacità non viene meno in caso di reimmissione in rete. Lo stesso vale per i prezzi di base, che coprono i costi di rete strutturali: anche questi costi non sono rimborsati. La tariffa di rimborso è calcolata come media della componente di lavoro della corrispondente tariffa per l'utilizzazione della rete. Nel caso di una tariffa unitaria la tariffa di rimborso corrisponde quindi alla componente di lavoro. Nel caso, invece, di tariffe di più livelli (in particolare tariffe alte e basse) deve essere effettuata una ponderazione in funzione delle finestre temporali valide per i diversi livelli tariffari, senza tener conto della ripartizione delle corrispondenti quantità di elettricità sui livelli tariffari. Come per l'esenzione dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete (art. 18*c*), anche per il rimborso di tale corrispettivo non sono dovuti i costi per le prestazioni relative al sistema, per la riserva di energia elettrica, per il supplemento rete né per i contributi proporzionali di cui agli articoli 15*a* e 15*b* LAEI. Tali costi devono essere rimborsati (come quelli della componente di lavoro) in funzione del volume di quantità di elettricità reimessa in rete. Esempi di calcolo per la determinazione dell'importo del rimborso sono riportati nella parte generale del presente rapporto esplicativo.

Cpv. 2: in caso di tariffe per l'utilizzazione della rete dinamiche il rimborso è calcolato, nell'ottica di una soluzione pragmatica, sulla base di una tariffa non dinamica dello stesso gruppo di clienti.

Cpv. 3: dato che gli impianti di stoccaggio con consumo finale che fanno parte di una CLE (cfr. art. 19*e*) devono pagare solo un corrispettivo per l'utilizzazione della rete ridotto, i gestori di rete devono tener adeguatamente conto di questo aspetto nel calcolo della tariffa di rimborso.

Art. 18f Impianti da dotare di un sistema di misurazione intelligente

Cpv. 1: in linea di principio una misurazione separata degli impianti è indicata solo se il rispettivo gestore intende avvalersi del proprio diritto al rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Inoltre, per gli impianti di cui all'articolo 14*a* capoverso 4 lettere *a* e *b* LAEI una misurazione separata è necessaria solo se è presente un collegamento a un impianto di produzione. Tale collegamento sussiste se sia l'impianto di stoccaggio che l'impianto di produzione sono allacciati a monte dello stesso punto di racconto domestico e se l'impianto di produzione è gestito per il consumo proprio ai sensi dell'articolo 11 capoverso 1 lettera *a* OEn. Per gli impianti di cui all'articolo 14*a* capoverso 4 lettera *c* LAEI è necessaria una misurazione separata se per la trasformazione non viene utilizzato l'intero prelievo di elettricità.

Cpv. 2: la disposizione si basa sull'articolo 14*a* capoverso 5 lettera *a* LAEI, secondo cui il Consiglio federale può addossare ai gestori degli impianti i costi delle misurazioni necessarie per fornire la prova delle quantità di elettricità. I gestori degli impianti devono dunque sostenere tutti i costi di misurazione necessari per la prova richiesta ai fini del rimborso (ad es. installazione ed esercizio del contatore supplementare di cui al capoverso 1, configurazione nel sistema di misurazione/fatturazione, ecc).

Art. 18g Determinazione del quantitativo di elettricità determinante ai fini del rimborso

Cpv. 1: nel caso di impianti di stoccaggio fissi collegati a un impianto di produzione, il quantitativo di elettricità determinante ai fini del rimborso è determinato secondo i calcoli descritti alle *lettere a e b*. Un esempio di calcolo è riportato nella parte generale del rapporto esplicativo.

Cpv. 2: se nel caso di impianti fissi non è installato alcun impianto di produzione, è considerata ai fini del rimborso tutta l'elettricità reimessa in rete dall'impianto di stoccaggio.

Cpv. 3: nel caso degli impianti di stoccaggio mobili, per il calcolo del quantitativo di elettricità determinante ai fini del rimborso è irrilevante che sia installato o meno un impianto di produzione. Come nel caso del capoverso 2, è considerata ai fini del rimborso tutta l'elettricità reimessa in rete dall'impianto di stoccaggio.

Cpv. 4: sia per gli impianti di trasformazione (art. 14a cpv. 4 lett. b LAEI) sia per gli impianti pilota e di dimostrazione (art. 14a cpv. 4 lett. c LAEI) occorre comprovare i quantitativi di elettricità determinanti ai fini del rimborso mediante le corrispondenti garanzie di origine (GO). Nel caso degli impianti di trasformazione si deve garantire che anche l'idrogeno convertito in elettricità reimessa in rete sia stato prodotto in loco. Nel caso della produzione, ad esempio, di idrogeno, vengono pertanto annullate le GO dell'elettricità corrispondente al quantitativo di elettricità prelevato. Per la produzione di idrogeno vengono emesse delle GO dell'idrogeno; con la sua riconversione in elettricità vengono emesse nuove garanzie di origine dell'energia elettrica, che servono ai gestori di questi impianti di trasformazione come prova per far valere il diritto al rimborso. Nel caso degli impianti pilota e di dimostrazione va comprovato mediante GO unicamente il prelievo di elettricità, dato che per questi impianti non è necessaria ai fini del rimborso la reimmissione in rete. Si deve invece comprovare mediante GO se si tratta di elettricità *generata da energie rinnovabili*, come prescritto dalla legge (cfr. art. 14a cpv. 4 lett. c LAEI).

Art. 18h Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete nel caso di impianti pilota e di dimostrazione

Cpv. 1: per far valere il diritto al rimborso i gestori di impianti pilota e di dimostrazione necessitano di un riconoscimento da parte dell'UFE che dichiari questi ultimi come tali.

Cpv. 2: la competenza per valutare i presupposti di cui alle lettere a e b spetta all'UFE. Le altre condizioni per il rimborso sono valutate dai gestori di rete. Il criterio delle caratteristiche tecniche od operative innovative deve essere interpretato in senso lato, in modo tale che possa aver diritto al rimborso il maggior numero possibile di impianti che si trovano in fase di ammissione, introduzione o diffusione sul mercato.

Cpv. 3 – 5: In tutta la Svizzera sarà riconosciuto il rimborso fino al raggiungimento del tetto massimo, previsto per legge, di 200 MW. A tal fine l'UFE redige un elenco che consente ai gestori di rete di verificare se tale limite è già stato raggiunto. Vale il principio «first come, first served», per il quale è determinante la data di presentazione della domanda di rimborso al gestore di rete.

Il *capoverso 6* attua il termine di cui all'articolo 14a capoverso 6 LAEI. Conformemente al senso e allo scopo della disposizione di legge, è prevista una durata massima di 20 anni, corrispondente alla normale durata di vita di tali impianti.

Art. 18i Direttive per il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Dal punto di vista organizzativo, la direttiva dovrà prevedere in particolare i dettagli del processo di attuazione, ad esempio la notifica o la domanda dei gestori degli impianti ai fini del rimborso (modulo), le misure che il gestore di rete deve adottare per il rilevamento dei quantitativi di energia elettrica (eventuale installazione di un sistema di misurazione) e, se del caso, i criteri formali per le modalità di fatturazione. I gestori di rete devono elaborare le direttive in collaborazione con le cerchie interessate, in particolare con i rappresentanti dei fornitori di servizi attivi nel settore elettrico, fra cui in particolare i rappresentanti dei gestori degli impianti di stoccaggio e degli impianti di trasformazione (ad es. Swiss

eMobility, aee suisse). I soggetti autorizzati a partecipare hanno quindi il diritto di essere convolti nei lavori e di rappresentare i propri interessi. La decisione sul contenuto delle direttive spetta tuttavia in ultima analisi ai gestori di rete. Se le direttive non sono adeguate oppure non vengono redatte entro il termine impartito, l'UFE può emanare in base all'articolo 27 capoverso 4 disposizioni esecutive al riguardo.

Art. 19a Flessibilità al servizio della rete

L'articolo 19a precisa la nozione della cosiddetta flessibilità al servizio della rete, chiarendo così le situazioni in cui il gestore della rete di distribuzione, agendo in adempimento del suo ruolo e dei suoi compiti, può effettivamente avvalersi del diritto di utilizzare la flessibilità di un determinato titolare (art. 17c cpv. 2 – 6 LAEI).

L'utilizzazione della flessibilità si iscrive nel quadro del principio NOVA. Conformemente all'articolo 19a, il gestore della rete di distribuzione può utilizzare la flessibilità di un determinato titolare solo se detto utilizzo (elenco esaustivo): gli permette di mitigare situazioni critiche della rete a livello locale (lett. a), ossia al livello della sua rete di distribuzione (ma non ad es. nella rete di trasporto), di evitare un ampliamento della rete (lett. b), di posticipare misure per la rete, quali il potenziamento della stessa (lett. c) o ancora di ridurre i costi della rete nel proprio comprensorio. Ne sono un esempio lo spegnimento o la riduzione della potenza degli impianti di produzione decentralizzati al fine di evitare picchi di immissione, l'utilizzo di impianti di stoccaggio al servizio della rete o lo spostamento controllato dei consumi da parte del gestore della rete di distribuzione (*load shifting*). L'utilizzo della flessibilità finalizzato all'ottimizzazione della distribuzione dell'energia non deve essere invece considerato un intervento al «servizio della rete». Un simile utilizzo mirato della flessibilità da parte del fornitore del servizio universale può sì avere come effetto secondario un'influenza sul carico della rete, ma è volto in primo luogo a favorire un risparmio energetico (evitando ad es. il ricorso all'energia di compensazione). Come menzionato in precedenza, questo tipo di utilizzo ricadrebbe sotto il principio di base (art. 17c cpv. 1 LAEI) e richiederebbe quindi imperativamente la stipula di un contratto, i cui contenuti possono essere definiti liberamente dalle parti.

Art. 19b Contenuti del contratto sull'utilizzo della flessibilità

Cpv. 1: Ogni nuovo utilizzo della flessibilità implica de facto un nuovo rapporto tra il gestore della rete di distribuzione e il titolare della flessibilità. Questo nuovo rapporto deve essere imperativamente regolato da un contratto tra le due parti. Contrariamente al suddetto principio di base (art. 17c cpv. 1 LAEI), secondo cui i contenuti del contratto possono essere definiti liberamente dalle parti, il contratto che regola il rapporto tra il gestore della rete di distribuzione e il titolare della flessibilità nel quadro di un utilizzo al servizio della rete deve rispettare alcuni requisiti minimi.

Devono innanzitutto esserci disposizioni concernenti le modalità di utilizzo del sistema di controllo e di regolazione, sia esso un sistema di controllo e di regolazione intelligente o qualsiasi altro sistema, quale per esempio un invertitore (lett. a). Il contratto deve precisare, in secondo luogo, la portata del previsto utilizzo della flessibilità da parte del gestore della rete di distribuzione (lett. b). Ciò consiste segnatamente nell'includere precisazioni in merito all'impatto dell'utilizzo della flessibilità sulla quotidianità del titolare della flessibilità nonché in merito alle diverse situazioni in cui l'impianto del titolare della flessibilità può essere utilizzato al servizio della rete conformemente all'articolo 19a OAEI. In terzo luogo, il contratto deve contenere disposizioni che precisino il mezzo utilizzato dal gestore della rete di distribuzione per informare il titolare della flessibilità circa il l'utilizzo della stessa nonché la frequenza dell'informazione (lett. c). Il gestore della rete di distribuzione è libero di scegliere quale mezzo di comunicazione utilizzare a tale scopo, ma deve garantire trasparenza e un'accessibilità affidabile e puntuale. Spetta dunque ai gestori delle reti di distribuzione mettere in atto processi che permettano di informare efficacemente i titolari della flessibilità riguardo all'utilizzo della stessa. Il contratto deve inoltre contenere disposizioni che disciplinino la rimunerazione dell'utilizzo effettivo della flessibilità. Tale rimunerazione deve essere fondata su criteri oggettivi e non discriminatori (lett. d). In proposito va

ricordato che la ElCom può intervenire in ogni momento e adeguare le rimunerazioni che considera abusive (art. 22 cpv. 2 lett. d n. 2 LAEI). Il contratto deve infine includere anche informazioni concernenti la sua durata (lett. e) e le modalità di disdetta (lett. f), ossia segnatamente i termini e la forma che il titolare della flessibilità deve rispettare in caso di disdetta.

Cpv. 2: viene trasferita qui la disposizione dell'articolo 8c capoverso 3 OAEI.

Art. 19c Utilizzi garantiti della flessibilità

Cpv. 1: gli utilizzi garantiti della flessibilità sono una prerogativa accordata ai gestori delle reti di distribuzione che, agendo in adempimento del loro ruolo e dei loro compiti, utilizzano la flessibilità al servizio della rete. Contrariamente alla prerogativa di cui all'articolo 19d OAEI, il titolare della flessibilità non può vietare tali utilizzi e questi ultimi non comportano alcuna rimunerazione.

Cpv. 2: tali utilizzi garantiti della flessibilità impongono tuttavia al gestore della rete di distribuzione l'obbligo di informare il titolare della flessibilità interessato sui motivi e sulla portata di tali utilizzi, tra cui segnatamente il quantitativo di energia impiegata (in kWh). Queste informazioni devono essere fornite in ogni caso su richiesta del titolare della flessibilità o almeno una volta l'anno. Il gestore della rete di distribuzione sceglie quale mezzo di comunicazione utilizzare a tale scopo, ma garantisce trasparenza e un'accessibilità affidabile e puntuale alle suddette informazioni. Quest'ultima può essere resa possibile ad esempio tramite un proprio portale clienti per ogni titolare della flessibilità e/o una piattaforma centralizzata liberamente accessibile a tutti.

Cpv. 3: è trasferito qui il tenore dell'articolo 8c capoverso 6 OAEI, integrando anche l'utilizzo garantito della flessibilità di cui all'articolo 17c capoverso 4 lettera a LAEI.

Ai sensi dell'articolo 17c capoverso 5 LAEI ai gestori delle reti di distribuzione non possono essere negati gli utilizzi garantiti della flessibilità nemmeno in caso vi si oppongano i diritti di utilizzazione di terzi o la volontà del titolare della flessibilità. Il gestore della rete di distribuzione deve poter utilizzare un sistema di controllo e regolazione per usufruire degli utilizzi garantiti della flessibilità. Tuttavia l'articolo 17c capoverso 5 LAEI può entrare in conflitto con l'articolo 17b capoverso 3 LAEI, che prevede il consenso all'utilizzo di sistemi di controllo e regolazione. Per evitare ambiguità è assolutamente necessaria l'aggiunta di questa disposizione. Nota: L'articolo 17b capoverso 3 LAEI non prevede espressamente la necessità del consenso per l'utilizzo di apparecchi di altro tipo (ossia non intelligenti) per la gestione della flessibilità. Per l'impiego di simili dispositivi si applica infatti l'articolo 17c capoverso 5 LAEI.

Cpv. 4: la limitazione forzata di cui all'articolo 17 capoverso 4 lettera a LAEI si deve limitare a una quota massima del 3 per cento dell'energia prodotta annualmente da un impianto nel punto di allacciamento. Al di sopra di questo 3 per cento non si parla più di utilizzi garantiti della flessibilità, bensì di un nuovo utilizzo della flessibilità secondo l'articolo 19b o 19c OAEI, a seconda che la flessibilità sia considerata come esistente o meno. In ogni caso, il superamento della soglia del 3 per cento comporta il versamento di una rimunerazione al titolare della flessibilità.

Cpv. 5: i gestori delle reti di distribuzione sono responsabili dell'elaborazione di direttive trasparenti e non discriminatorie che disciplinino l'attuazione tecnica della gestione dell'immissione. Devono in particolare definire una prassi comune per la valutazione della limitazione forzata dell'immissione.

Sono inoltre tenuti a precisare i flussi di informazioni necessari tra gli attori, segnatamente tra il gestore della rete di distribuzione e i soggetti terzi limitati nei loro diritti dagli utilizzi garantiti. Tali precisazioni sono necessarie perché il ricorso agli utilizzi garantiti è assicurato al gestore della rete di distribuzione anche se questi ultimi ledono i diritti di utilizzo di soggetti terzi o se il titolare della flessibilità vi si oppone (17c cpv. 5 LAEI). Se i gestori delle reti di distribuzione non riescono ad accordarsi in tempo utile sulle direttive da adottare o se queste ultime non sono adeguate, l'UFE può emanare disposizioni di esecuzione in questi settori (art. 27 cpv. 4 OAEI).

Art. 19d Flessibilità esistente

Cpv. 1: l'ulteriore utilizzo della flessibilità esistente è una prerogativa supplementare accordata al gestore della rete di distribuzione che utilizza la flessibilità al servizio della rete in adempimento del suo ruolo e dei suoi compiti. Tale prerogativa gli consente di continuare a gestire la flessibilità già esistente e utilizzata prima dell'entrata in vigore della legge e di mantenere così la certezza della pianificazione per tale flessibilità.

La flessibilità è considerata esistente se il gestore della rete di distribuzione l'ha utilizzata anteriormente al 1° gennaio 2026 presso un titolare della flessibilità attraverso un sistema di controllo e di regolazione. L'importante non è dunque il dispositivo impiegato per utilizzare la flessibilità bensì sapere se quest'ultima sia stata effettivamente utilizzata dal gestore della rete di distribuzione anteriormente al 1° gennaio 2026. Di conseguenza, la flessibilità può essere a ragione considerata esistente se è stata utilizzata attraverso dispositivi quali, ad esempio, degli invertitori.

Al fine di ottimizzare l'utilizzo della flessibilità, il gestore della rete di distribuzione può tuttavia decidere di passare a un nuovo sistema di controllo e di regolazione intelligente. Per incoraggiare questo passaggio a soluzioni intelligenti il gestore della rete di distribuzione deve poter installare e utilizzare un sistema intelligente in ogni momento, ossia anche dopo aver già utilizzato la flessibilità esistente del titolare tramite un altro dispositivo. Nota: l'utilizzo di un sistema di controllo e di regolazione intelligente è reso possibile (in deroga all'art. 17b cpv. 3 LAEI) dall'eccezione prevista *ab initio* all'articolo 17c cpv. 3 LAEI.

Cpv. 2: per poter continuare a utilizzare la flessibilità esistente del titolare, il gestore della rete di distribuzione deve imperativamente informarlo su diversi elementi. Conformemente all'articolo 31p OAEI, queste informazioni devono peraltro essere fornite obbligatoriamente, per la prima volta, entro 30 giorni dall'entrata in vigore della presente revisione dell'ordinanza, ossia tra il 1° e il 31 gennaio 2026. In seguito, si devono trasmettere informazioni aggiornate al titolare della flessibilità ogni anno. Queste comunicazioni cosiddette successive devono avvenire in una forma che permetta di apportare una prova scritta (ad es. posta ordinaria o posta elettronica).

Al titolare della flessibilità vanno imperativamente comunicati diversi elementi, tra cui in primo luogo quelli di cui all'articolo 19b capoverso 1 lettere a – d OAEI (lett. a). Inoltre, tenuto conto della prerogativa accordata al gestore della rete di distribuzione, che gli permette di continuare a utilizzare la flessibilità esistente fintanto che il titolare della flessibilità non manifesti espressamente il suo disaccordo (art. 17c cpv. 3 LAEI), è imperativo che la comunicazione faccia direttamente riferimento al diritto del titolare della flessibilità di vietare il suddetto utilizzo e agli effetti di tale divieto (lett. b). Detta comunicazione deve altresì essere sufficientemente riconoscibile, chiara e precisa. Il gestore della rete di distribuzione deve in ogni caso richiamare l'attenzione del titolare della flessibilità sul fatto che una mancata reazione da parte sua equivale a un'accettazione tacita dell'ulteriore utilizzo della sua flessibilità esistente.

Cpv. 3: tale capoverso attua il diritto dei titolari della flessibilità di vietare al gestore della rete di distribuzione l'ulteriore utilizzo della loro flessibilità. Ai sensi dell'articolo 17c capoverso 3 LAEI i titolari della flessibilità devono opporsi espressamente al suddetto utilizzo, altrimenti si ritiene che vi abbiano acconsentito (opt-out). Tale divieto deve essere imperativamente comunicato al gestore della rete di distribuzione in forma scritta, ossia tramite lettera. I titolari della flessibilità possono avvalersi di questa possibilità nei 30 giorni che seguono ogni ricezione di nuove informazioni secondo il capoverso 2 oppure con un preavviso di tre mesi per la fine di un anno civile. Di conseguenza, ogni nuova comunicazione di informazioni da parte del gestore della rete di distribuzione conferisce al titolare della flessibilità il diritto di opporsi all'utilizzo della sua flessibilità esistente.

Ogni divieto dell'ulteriore utilizzo della flessibilità notificato ai gestori delle reti di distribuzione conformemente al capoverso 3 mette definitivamente fine al privilegio accordato a questi ultimi. In effetti,

una volta notificato il divieto da parte del titolare della flessibilità, non sarà più possibile per il gestore della rete di distribuzione utilizzare la flessibilità esistente né avvalersi quindi della norma speciale di cui all'articolo 19d OAEI. Ogni nuovo utilizzo della flessibilità dovrà dunque essere oggetto di un contratto relativo all'utilizzo della nuova flessibilità conformemente all'articolo 19b OAEI. Sono fatti salvi gli utilizzi garantiti della flessibilità di cui all'articolo 19c OAEI.

Cpv. 4: il divieto di cui al capoverso 3 non comporta tuttavia la disinstallazione di un eventuale sistema di controllo e di regolazione intelligente già installato presso un titolare della flessibilità, dal momento che questo sistema può rivelarsi utile soprattutto ai fini degli utilizzi garantiti della flessibilità di cui all'articolo 19c OAEI.

Qualora la prerogativa concessa ai gestori delle reti di distribuzione impedisca il pieno sfruttamento di altri potenziali utilizzi della flessibilità, il Consiglio federale può eventualmente adottare delle misure supplementari. Queste possono includere l'introduzione di forme di commercializzazione indipendenti dal gestore della rete di distribuzione, come l'uso di una piattaforma neutrale per la flessibilità dedicata a un comprensorio. Esse possono anche prevedere una revoca totale della prerogativa accordata.

Art. 19e Costituzione di una comunità locale di energia elettrica

Il *capoverso 1* fissa al 5% la produzione minima di elettricità di una CLE (cfr. art. 17d cpv. 2 lett. c LAEI). Questo valore è giustificato dal fatto che le comunità locali di energia elettrica hanno di per sé l'interesse a utilizzare il più possibile l'elettricità prodotta al loro interno. Ai fini del calcolo della potenza di allacciamento richiesta viene considerata la cassetta dell'allacciamento domestico. Nel calcolo non si devono considerare gli impianti di stoccaggio.

La disposizione nel *capoverso 2* si ritrova identica nell'articolo 15 capoverso 2 OEn.

Il *capoverso 3* limita l'estensione geografica di una CLE. Quest'ultima deve limitarsi al comprensorio di un gestore di rete e può coprire al massimo il territorio di un Comune (art. 17d cpv. 3 secondo periodo LAEI). Se sul territorio comunale in questione operano più gestori di rete, la comunità deve quindi limitarsi a un solo comprensorio. Sono inoltre esclusi i livelli di tensione superiori ai 36 kV (livelli di rete 1–4), per cui la costituzione di una comunità locale di energia elettrica è consentita unicamente sui livelli di rete 5 e 7. Innanzitutto, a questi livelli di tensione più elevati non deve essere collegato nessun partecipante alla CLE. In secondo luogo, tenuto conto della topologia della rete, la situazione degli allacciamenti alla rete dei diversi partecipanti alla CLE deve essere tale da consentire a ogni impianto di produzione della comunità di rifornire qualsiasi utente finale della comunità senza ricorrere a tali livelli di tensione più elevati. Questa restrizione impedisce che le comunità possano estendersi eccessivamente sul territorio di Comuni molto vasti, il che sarebbe in contrasto con il requisito della «vicinanza» (art. 17d cpv. 2 lett. a e cpv. 3 LAEI).

Il *capoverso 4* precisa che ogni centro di consumo, ogni impianto di produzione e ogni impianto di stoccaggio può essere assegnato a una sola comunità. Naturalmente, i consumatori finali possono includere svariati centri di consumo in diverse comunità.

Cpv. 5: se uno dei presupposti per la costituzione di una comunità locale di energia elettrica di cui ai capoversi 1, 3 o 4 non è più soddisfatto – in particolare se si scende sotto la soglia percentuale di cui al *capoverso 1* – tutti i suoi partecipanti devono essere nuovamente trattati dal gestore della rete di distribuzione come se non facessero parte di una CLE. In particolare decade la riduzione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete ai sensi dell'articolo 19h. Inoltre, i piccoli consumatori rientrano integralmente nel servizio universale del gestore di rete locale.

Art. 19f Rapporto tra i partecipanti di una comunità locale di energia elettrica

Cpv. 1: come nel caso del raggruppamento ai fini del consumo proprio, anche per la costituzione di una comunità locale di energia elettrica non è necessaria alcuna forma societaria particolare. Analogamente

all'articolo 16 capoverso 4 OEn, tuttavia, gli aspetti più importanti devono essere concordati per iscritto. Per quanto riguarda la lettera c occorre notare che si tratta esclusivamente di costi interni. I costi esterni a carico del gestore della rete di distribuzione locale confluiscono nelle sue tariffe per l'utilizzazione della rete, di misurazione e del servizio universale. Nella lettera e si sottolinea che nel determinare l'assunzione dei costi all'interno della CLE si deve tener conto del fatto che il partecipante sia rifornito dal servizio universale oppure no.

In linea di principio si deve partire dal presupposto che l'accordo concluso dai partecipanti alla comunità locale di energia elettrica sottostà al diritto privato e che di conseguenza le controversie che ne risultano devono essere giudicate dai tribunali civili.

Il *capoverso 2* precisa, per chiarezza, che per l'elettricità venduta nella CLE si devono annullare le corrispondenti garanzie di origine (GO). Vanno osservate in quest'ambito le disposizioni generali della legge sull'energia.

Art. 19g Rapporto con il gestore della rete di distribuzione

I gestori delle reti di distribuzione sono soggetti a diversi obblighi nei confronti delle comunità locali di energia elettrica, la maggior parte dei quali deriva già dalla legge. Compete ad esempio ai gestori di rete dotare tutti i consumatori finali e tutti gli impianti di produzione di un contatore di elettricità intelligente (art. 17d cpv. 2 lett. b e 17a^{bis} cpv. 3 LAEI). Inoltre spetta a loro la fatturazione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, del corrispettivo per la misurazione e del corrispettivo per la fornitura di energia elettrica nel servizio universale. È altresì importante il loro ruolo nel disbrigo della comunicazione dei dati di cui all'articolo 8 capoverso 2 lettera d.

Cpv. 1: come nel caso del raggruppamento ai fini del consumo proprio (art. 18 cpv. 1 OEn), al gestore della rete di distribuzione locale devono essere comunicati i principali valori di riferimento della comunità, comprese eventuali modifiche. In mancanza di tali dati (in particolare relativi ai partecipanti e agli impianti di produzione) esso non può effettuare i processi di scambio dei dati e di conteggio. Secondo l'articolo 19e capoverso 5 una CLE è considerata come tale solo se sono sempre soddisfatti i pertinenti presupposti generali. Se la potenza di allacciamento dovesse quindi scendere sotto il 5 per cento, i partecipanti alla CLE non avrebbero in particolare più diritto a uno sconto sulla tariffa per l'utilizzazione della rete. Un eventuale livello della potenza di allacciamento inferiore al suddetto valore va pertanto comunicato al gestore della rete di distribuzione (lett. e).

Il *capoverso 2* accorda ai gestori della rete di distribuzione il diritto di designare come rappresentante un partecipante alla CLE che deve adempiere i compiti di cui al *capoverso 1*, se questo non è designato entro un termine utile dai partecipanti alla CLE stessa.

Il *capoverso 3* chiarisce che le comunità locali di energia elettrica hanno bisogno della collaborazione del gestore della rete di distribuzione. Nell'elenco, non esaustivo, sono citati due obblighi di informazione particolarmente importanti per la costituzione delle CLE. Per quanto riguarda la situazione degli allacciamenti alla rete, si tratta soprattutto dell'ubicazione dei punti di immissione e di prelievo (punti di misurazione) e della rispettiva potenza allacciata alla rete.

Cpv. 4: la fatturazione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete risulta più complessa nel contesto di una CLE, poiché in questo caso i gestori di rete devono distinguere tra il corrispettivo per l'utilizzazione della rete ridotto e quello dovuto invece integralmente, ossia tra i flussi di energia elettrica prelevati «dall'interno» della comunità e quelli prelevati «dall'esterno». L'articolo 17e capoverso 5 LAEI facilita loro questo compito. In base a questa disposizione, i «flussi di elettricità interni» prodotti e commercializzati simultaneamente in seno alla comunità sono attribuiti ai singoli consumatori finali (e gestori di impianti di stoccaggio) in modo proporzionale e uniforme in funzione dei loro prelievi di rete. Il *capoverso 4* precisa le fasi di lavoro attraverso le quali i gestori di rete attuano nel dettaglio tale disposizione. Una volta eseguite queste operazioni, il gestore di rete conosce per ogni singolo consumatore finale (e gestore di un impianto di stoccaggio) in che percentuale i suoi prelievi di elettricità beneficiano della tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete e in quale no.

In caso di partecipazione a una CLE di RCP virtuali o di comunità di autoconsumo, l'elettricità autoconsumata in quest'ambito (che in caso di ricorso a linee di raccordo è anche immessa in rete) non rientra nelle «immissioni di elettricità» secondo l'articolo 19g capoverso 4 lettera a, pertanto non può essere aggiunta al calcolo da parte del gestore di rete.

Cpv. 5: nell'ambito del servizio universale vanno considerati soltanto i prelievi di rete dei consumatori finali effettivamente riforniti nel servizio universale. Per i consumatori finali nel libero mercato occorre osservare che, nell'ambito dei processi informativi di cui all'articolo 8 capoverso 2, i gestori di rete devono comunicare al fornitore di energia elettrica in questione la percentuale che si considera autoprodotta dal consumatore finale in applicazione dell'articolo 17e capoverso 5 LAEI e del capoverso 3. Su questa base il fornitore di energia elettrica interessato può emettere la propria fattura.

Cpv. 6: se un impianto di produzione attribuito a una CLE immette elettricità nella rete di distribuzione, l'elettricità può essere consumata all'interno della CLE oppure venduta al gestore della rete di distribuzione nel quadro del suo obbligo di ritiro e di rimunerazione o eventualmente a un terzo nel quadro di un contratto di ritiro con questi stipulato. La ripartizione si desume dal principio secondo cui i quantitativi di elettricità prodotti nella CLE devono essere consumati il più possibile all'interno della CLE stessa. Il *capoverso 6* prescrive di conseguenza che la ripartizione deve seguire la stessa logica di calcolo definita al *capoverso 4* per la determinazione delle quote di «elettricità interna» e di «elettricità residua» di tutti i consumatori finali allacciati alla CLE. In questo modo si chiarisce anche come vanno ripartiti, nel caso di una CLE con più impianti di produzione allacciati, i rispettivi quantitativi di produzione della CLE o i prelievi da parte del gestore della rete di distribuzione (o eventualmente da parte di terzi) e quali quote della produzione totale vanno attribuiti ai singoli impianti di produzione. Ciò permette, da una parte, di calcolare il quantitativo che il gestore della rete di distribuzione deve rimunerare al singolo gestore di impianto nel quadro del suo obbligo di ritiro di cui all'articolo 15 LEne e, dall'altra, di desumere in che misura ogni impianto di produzione deve vendere delle garanzie di origine all'interno della comunità (art. 19f cpv. 2).

Cpv. 7: per la riscossione del corrispettivo per la misurazione nell'ambito delle comunità locali di energia elettrica non è necessaria alcuna norma speciale, ragion per cui si rimanda al disciplinamento generale.

Per quanto riguarda la fatturazione, occorre sottolineare altri due aspetti: in primo luogo, la comunità è libera di stabilire una regolamentazione interna per l'assunzione dei costi che si discosti dalla fatturazione del gestore di rete. In particolare può utilizzare un'altra formula per determinare la chiave di ripartizione di cui al *capoverso 4*, senza che ciò modifichi i rapporti debitori verso l'esterno. Rimane debitore verso il gestore di rete a concorrenza dell'importo calcolato proporzionalmente in base all'articolo 19g capoverso 4 il singolo consumatore finale o gestore di un impianto di stoccaggio. In altre parole, il gestore di rete può sempre appellarsi alla ripartizione proporzionale dei flussi di elettricità interni alla comunità di cui all'articolo 17e capoverso 5 LAEI e al *capoverso 4*. In secondo luogo, per semplificare ulteriormente il processo sia i gestori di rete che la comunità locale di energia elettrica possono chiedere di presentare direttamente al rappresentante della comunità la fatturazione aggregata ma con una ripartizione trasparente (art. 17e cpv. 6 LAEI).

Art. 19h Riduzione della tariffa per l'utilizzazione della rete

Secondo l'articolo 17e capoverso 3 LAEI i consumatori finali di una comunità locale di energia elettrica possono richiedere per i «flussi di elettricità interni», vale a dire i quantitativi di elettricità prodotti in seno alla comunità e contemporaneamente venduti al suo interno, uno sconto massimo del 60 per cento sull'usuale tariffa per l'utilizzazione della rete. Sono esclusi gli impianti di stoccaggio senza consumo finale, non essendo essi tenuti al pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete secondo l'art. 14a cpv. 1 lett. b LAEI.

In base al *capoverso 1* tale riduzione ammonta al 40 per cento della tariffa per l'utilizzazione della rete.

Il *capoverso 2* specifica la modalità di attuazione della riduzione. Ai fini dell'applicazione si considera soltanto la somma delle immissioni e dei prelievi di tutti i partecipanti alla comunità. Due sono le possibili

configurazioni: nella maggior parte dei casi la comunità preleva dalla rete più elettricità di quanta ne immetta. Le quantità immesse in rete sono trattate integralmente come «flussi di elettricità interni», che danno diritto alla riduzione della tariffa per l'utilizzazione della rete. Tuttavia, in presenza di un elevato potenziale di produzione propria, la comunità può anche immettere nella rete una quantità di energia elettrica superiore a quella prelevata. La «produzione eccedente» può essere venduta nel quadro dell'obbligo di ritiro di cui all'articolo 15 LEnE o a piacere sul mercato libero dell'elettricità. In questo secondo caso, a tutti i prelievi di energia elettrica si applica la tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete, poiché la comunità si approvvigiona del tutto autonomamente; è irrilevante se l'elettricità autoprodotta sia immessa direttamente in rete o dopo uno stoccaggio intermedio. In altre parole, non è necessario distinguere tra il prelievo di energia elettrica effettuato direttamente per il consumo o per lo stoccaggio intermedio oppure, viceversa, tra l'immissione di energia elettrica da un impianto di produzione o da un impianto di stoccaggio.

Secondo il *capoverso 3* lo sconto si riduce al 20 per cento se tutti gli impianti di produzione e tutti i consumatori finali sono collegati allo stesso livello di rete ma non allo stesso tratto di linea. Questa riduzione è motivata dal fatto che in tali casi i flussi di elettricità interni non possono raggiungere un determinato centro di consumo senza il ricorso a un livello di tensione superiore, il che comporta costi aggiuntivi dovuti alla trasformazione della tensione.

Capoverso 4 primo periodo: questa disposizione mira a far sì che venga effettivamente applicata una tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete solo all'elettricità autoprodotta e distribuita all'interno della CLE attraverso la rete di distribuzione: gli impianti di stoccaggio in una CLE non possono pertanto vendere all'interno della comunità più elettricità di quanta ne prelevino dalla comunità stessa. Nel calcolo dei quantitativi che danno diritto a uno sconto secondo l'articolo 19g capoverso 4 si è supposto per semplificità che tutti quantitativi immessi siano considerati «autoprodotti», indipendentemente dal fatto che l'immissione provenga effettivamente da un impianto di produzione o da un impianto di stoccaggio. L'assunto che sottende a questa logica di calcolo regge tuttavia solo se la disposizione di cui al primo periodo è rispettata senza eccezioni. Nella pratica potrebbe tuttavia darsi che, a causa di limiti tecnici di impiego di un impianto di stoccaggio o delle incertezze di previsione sulla produzione e il consumo degli altri partecipanti alla comunità, sia difficile escludere l'immissione di quantitativi non prodotti nel quadro della società. Il *primo periodo* esige pertanto il pareggio solo su un periodo di fatturazione.

Se, nonostante gli accorgimenti adottati per rispettare la disposizione del *primo periodo* i quantitativi reimmessi in rete risultano superiori a quelli prelevati dalla comunità decade per i primi il diritto allo sconto sulla tariffa per l'utilizzazione della rete. I dettagli devono essere chiariti nelle direttive di settore. In queste regolamentazioni si deve al contempo vegliare a che requisiti supplementari in materia di bilanciamento non generino effetti finanziari che ostacolino notevolmente l'impiego di impianti di stoccaggio all'interno di una CLE.

Se in una CLE è commessa una violazione sistematica della disposizione di cui al capoverso 1, in virtù dell'articolo 22 LAEI e su domanda del gestore della rete di distribuzione interessato, la ElCom può intimare dietro comminatoria di sanzione all'impianto di stoccaggio in questione di astenersi da tale comportamento ed in seguito, se del caso, escluderlo a tempo indeterminato dal diritto allo sconto sulla tariffa per l'utilizzazione della rete.

Il *capoverso 5* precisa che la riduzione tariffaria riguarda soltanto i costi di rete computabili in senso stretto, mentre non è applicata alle componenti tariffarie indicate nell'elenco. I costi per la metrologia e la piattaforma dei dati sono fatturati separatamente e non sono quindi inclusi nei costi di rete computabili, ragion per cui non sono neppure interessati da un eventuale sconto.

Art. 27 cpv. 4

L'elenco al *capoverso 4* viene armonizzato con le nuove disposizioni in materia di metrologia (art. 8a cpv. 2 e art. 8a^{bis} cpv. 4) e con lo spostamento della disposizione sui processi informativi. La disposizione è stata inoltre completata con l'aggiunta degli articoli 13a^{bis} capoverso 2 e 19c capoverso 5 OAEI eseguita nel quadro delle modifiche legislative connesse alla flessibilità.

Art. 31e

La nuova numerazione degli articoli 8a bis e 8a^{duodecies}, dovuta all'aggiunta della norma relativa alla metrologia, richiede un adeguamento dei rimandi corrispondenti nelle disposizioni transitorie. Invece dell'attuale rimando all'articolo 8a si rimanda ora all'articolo 8a^{decies}.

Art. 31f

Questa disposizione è abrogata alla luce delle modifiche di legge relative alla flessibilità.

Art. 31l

Si vedano le spiegazioni precedenti relative all'articolo 31e. A seguito dell'abrogazione dell'articolo 31f è abrogato anche l'attuale 5. Il precedente capoverso 6 diventa il capoverso 5.

Art. 31n

Si vedano le spiegazioni precedenti relative all'articolo 31e.

Art. 31p

La prima informazione obbligatoria da parte del gestore della rete di distribuzione secondo l'articolo 19d capoverso 2 OAEI deve imperativamente aver luogo entro 30 giorni dall'entrata in vigore della presente revisione dell'ordinanza, ossia tra il 1° e il 31 gennaio 2026. Detta informazione deve obbligatoriamente avvenire tramite lettera. Se il gestore della rete di distribuzione non informa il titolare della flessibilità interessato entro il 31 gennaio 2026, l'ulteriore utilizzo della flessibilità esistente da parte del gestore della rete di distribuzione sarà sospeso. Il titolare della flessibilità può in ogni caso manifestare al gestore della rete di distribuzione la sua volontà di vietare l'utilizzo della sua flessibilità entro un termine di 30 giorni a partire dalla ricezione della suddetta comunicazione o con un preavviso di tre mesi per la fine dell'anno civile (art. 19d cpv. 3).