



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Novembre 2026

Rapporto esplicativo concernente la revisione di novembre 2026 dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico

Indice

1.	Punti essenziali del progetto	1
1.1	Utilizzazione in via prioritaria delle garanzie di origine nel servizio universale	1
1.2	Requisiti del prodotto elettrico standard nel servizio universale.....	1
1.3	Disposizioni particolari relative ai costi di rete computabili.....	1
1.4	Comunità locali di energia elettrica.....	2
2.	Ripercussioni finanziarie, sull'effettivo del personale e altre ripercussioni per Confederazione, Cantoni e Comuni	2
3.	Ripercussioni sull'economia, sull'ambiente e sulla società.....	3
4.	Commento ai singoli articoli.....	3

1. Punti essenziali del progetto

1.1 Utilizzazione in via prioritaria delle garanzie di origine nel servizio universale

L'attribuzione al servizio universale delle garanzie di origine per la produzione propria ampliata dovrà in futuro dipendere dal quantitativo di energia proveniente dalla produzione propria ampliata che viene attribuita al servizio universale. In tal modo si stabilisce una correlazione diretta tra l'energia venduta nell'ambito del servizio universale e le relative garanzie di origine.

Le garanzie di origine proprie devono inoltre essere utilizzate in via prioritaria per il quantitativo di energia attribuito ai costi di produzione del gestore di rete (quota minima del 50 %). Non sussiste alcun obbligo di utilizzare le proprie garanzie di origine per i quantitativi di energia che non sono attribuiti ai costi di produzione e che sono stati acquistati, ad esempio, sulla base di contratti d'acquisto. Tali garanzie di origine mantengono pertanto il loro valore di mercato e possono essere vendute.

1.2 Requisiti del prodotto elettrico standard nel servizio universale

Il servizio universale comprende un prodotto elettrico standard con una quota minima di due terzi di energia nazionale e rinnovabile. Con l'introduzione dell'etichettatura trimestrale dell'elettricità, questa quota secondo il vigente articolo 4b dovrebbe essere soddisfatta anche in ogni singolo trimestre già a partire dall'anno tariffario 2028. Tuttavia il settore teme problemi di liquidità per quanto riguarda le garanzie di origine rilasciate per l'energia prodotta da fonti rinnovabili nei trimestri invernali, che potrebbe determinare un aumento significativo delle tariffe.

A livello di legge è stabilito che il prodotto elettrico standard deve basarsi «in particolare» sull'impiego delle energie rinnovabili (art. 6 cpv. 2^{bis} LAEI). Il Consiglio federale ha precisato questa formulazione aperta nell'ordinanza, definendo il requisito dei due terzi. Nella deliberazione parlamentare «in particolare» è stato interpretato come «nella misura più elevata possibile». Contemporaneamente l'Amministrazione ha sempre ribadito che con l'etichettatura trimestrale dell'elettricità potrebbe verificarsi una scarsità di garanzie di origine, soprattutto in inverno.

I dati attuali indicano che la disponibilità di garanzie di origine varia notevolmente a seconda che si tratti di un anno siccitoso o piovoso. Ciò può comportare una minore disponibilità di garanzie di origine, soprattutto nel primo e nel quarto trimestre. Inoltre i prezzi potrebbero stabilizzarsi a livelli elevati se la domanda supera significativamente l'offerta. Ciò comporterebbe, tra l'altro, un aumento dei costi del prodotto standard.

La soluzione transitoria graduale (fade-in) proposta prevede un'introduzione graduale per quanto riguarda il requisito dei due terzi. Ciò consentirà al sistema e agli operatori di mercato di adeguarsi gradualmente ai nuovi requisiti. Qualora la pressione sui prezzi dovesse aumentare eccessivamente, il Consiglio federale potrà intervenire. Il prodotto standard deve essere verificato con cadenza annuale e la comunicazione dei gestori delle reti di distribuzione deve essere adeguata di conseguenza.

1.3 Disposizioni particolari relative ai costi di rete computabili

In caso di costituzione di un raggruppamento ai fini del consumo proprio, di un raggruppamento virtuale ai fini del consumo proprio o di una comunità locale di energia elettrica, le persone interessate devono rivolgersi al gestore della rete di distribuzione. Ad esempio, devono poter conoscere la topologia della rete rilevante per valutare quali altri consumatori finali o produttori possano essere considerati ai fini della creazione di un raggruppamento o di una comunità di energia elettrica. L'articolo 18 capoverso 5 dell'ordinanza sull'energia (OEn; RS 730.01) e l'articolo 19g capoverso 3 lettera a dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) stabiliscono per il gestore della rete di distribuzione l'obbligo di informare in tal senso.

L'Ufficio federale dell'energia (UFE) e la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) hanno riscontrato un aumento delle richieste di informazioni sui costi connessi alla creazione o alla gestione di un raggruppamento ai fini del consumo proprio o di una comunità locale di energia elettrica. Numerosi gestori delle reti di distribuzione fatturano tali costi individualmente, in alcuni casi per un importo superiore a 500 franchi come cosiddetta «tassa di attivazione». Non essendo esplicitamente disciplinata nella vigente OAEI, la gestione di tali costi deve essere precisata nell'ambito della presente revisione di ordinanza. A condizione che siano sostenuti dai gestori delle reti di distribuzione nell'ambito dell'adempimento dei compiti pubblici loro assegnati dal legislatore, tali costi sono considerati costi di rete computabili e non possono essere fatturati individualmente.

1.4 Comunità locali di energia elettrica

Gli impianti di produzione promossi tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità saranno esclusi dalla partecipazione alle comunità locali di energia elettrica per i motivi qui di seguito esposti.

L'energia elettrica proveniente dagli impianti di produzione della comunità locale di energia elettrica, comprese le relative garanzie di origine, deve essere venduta in linea di principio all'interno della comunità stessa. Poiché conformemente all'articolo 12 capoverso 1 dell'ordinanza sulla promozione dell'energia (OPEn; RS 730.03) i gestori degli impianti nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità devono trasferire all'organo d'esecuzione le garanzie di origine registrate, le garanzie di origine degli impianti promossi tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità non possono essere vendute all'interno della comunità. Per questo motivo, già secondo il diritto vigente, si può presumere che gli impianti promossi tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità non possano essere impiegati in una comunità locale di energia elettrica. L'inserimento dell'esplicita esclusione nell'OAEI serve a chiarire questo punto.

L'articolo 38 LENE fissa la scadenza del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità a fine 2022. Dopo tale data i nuovi impianti hanno potuto essere inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità soltanto se hanno ottenuto, con decisione di massima, la garanzia di partecipazione al sistema prima del 2023. Le comunità locali di energia elettrica sono state introdotte nel 2026, anche nella prospettiva di incoraggiare la costruzione di nuovi impianti di produzione, grazie a condizioni più favorevoli per la vendita di energia elettrica. La vendita di energia elettrica prodotta negli impianti esistenti promossi tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità all'interno di comunità locali di energia elettrica produrrebbe un effetto di trascinamento, poiché la redditività economica degli impianti è già garantita dal sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità anche nella distribuzione dell'energia elettrica sui mercati dell'elettricità.

2. Ripercussioni finanziarie, sull'effettivo del personale e altre ripercussioni per Confederazione, Cantoni e Comuni

Per quanto concerne le modifiche dei requisiti relativi alla garanzia di origine e in relazione al raggruppamento ai fini del consumo proprio e alla comunità locale di energia elettrica non si prevedono, in linea di principio, ulteriori ripercussioni finanziarie e sull'effettivo del personale, trattandosi soltanto di una precisazione di procedure già consolidate nella pratica e di compiti già attualmente svolti dai gestori della rete di distribuzione. Piuttosto, è probabile che l'estensione del termine di attuazione per l'aumento della quota di energie rinnovabili nel prodotto elettrico standard comporti un calmieramento dei prezzi come quello osservato attualmente per le garanzie di origine.

Le modifiche relative alle prescrizioni in materia di servizio universale hanno inoltre una portata limitata e non comportano oneri aggiuntivi. Possono essere attuate senza ripercussioni finanziarie.

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

Le modifiche proposte hanno una portata limitata e pertanto le loro ripercussioni sull'economia, sull'ambiente o sulla società sono perlopiù trascurabili. I costi che potrebbero confluire nelle tariffe per l'utilizzazione della rete a seguito della modifica in relazione al raggruppamento ai fini del consumo proprio e alla comunità locale di energia elettrica sono stimati, a livello nazionale, in un importo annuo di qualche milione di franchi.

4. Commento ai singoli articoli

Art. 4 cpv. 3 lett. d

Il vigente *articolo 4 capoverso 3 lettera d* stabilisce che i gestori delle reti di distribuzione utilizzano in via prioritaria le garanzie di origine rilasciate per la loro produzione propria ampliata. L'adeguamento proposto con la presente revisione di ordinanza precisa a quale quota di produzione propria ampliata si riferisce l'utilizzazione in via prioritaria. Le proprie garanzie di origine devono essere utilizzate in via prioritaria soltanto per il quantitativo di energia proveniente dalla produzione propria ampliata attribuito ai costi di produzione del servizio universale (quota minima di 1 su 50 % o quota superiore stabilita individualmente). Pertanto la priorità non si riferisce al quantitativo di energia che non è attribuito ai costi di produzione del servizio universale e che è quindi coperto, ad esempio, da contratti di acquisto.

In linea di principio la garanzia di origine ha un valore che può essere venduto sul mercato. Al contempo, il plusvalore ecologico è già incluso nei costi di produzione. Se la produzione propria viene venduta nel servizio universale a costi di produzione, allora anche il plusvalore ecologico deve essere attribuito al servizio universale.

Art. 4b

L'*articolo 4b* offre alle aziende un margine di manovra per soddisfare i requisiti del prodotto elettrico standard.

Il nuovo *capoverso 2* stabilisce dall'anno tariffario 2028 un'introduzione graduale della quota minima di garanzie di origine pari a due terzi per trimestre fino al 2030, per meglio tenere conto della situazione sul mercato delle garanzie di origine. L'introduzione graduale avviene secondo fattori di moltiplicazione diversi. Per l'anno tariffario 2028 è previsto un fattore pari a 0,5 (*lett. a*) e nell'anno tariffario 2029 (*lett b*) dovrà essere applicato un fattore 0,75. Infine, a partire dall'anno tariffario 2030 dovrà essere applicata la quota minima di 2/3 sul 100 cento per cento.

Esempio: ciò comporta per l'anno tariffario 2028 il seguente calcolo: $\frac{2}{3}$ moltiplicati per 0,5 = 33 per cento (anziché 66 %). Per l'anno tariffario 2029, invece, si ottiene il seguente risultato: $\frac{2}{3}$ moltiplicati per 0,75 = 50 per cento (anziché 66 %); infine per l'anno tariffario 2030: $\frac{2}{3}$ moltiplicati per 1 = 66 per cento

Art. 12a

L'*articolo 12a* stabilisce che i costi del capitale e d'esercizio sia in relazione alla costituzione che alla prosecuzione e alla cessazione di un raggruppamento o di una comunità locale di energia elettrica sono considerati costi di rete computabili e pertanto non possono essere fatturati individualmente. Concretamente, si tratta di oneri per i compiti che il gestore della rete di distribuzione è tenuto a svolgere per legge. Tra questi figurano in particolare gli oneri per la comunicazione della topologia della rete rilevante, per l'elaborazione di richieste e domande, per la verifica del rispetto dei requisiti legali e per gli adeguamenti interni del sistema connessi alla costituzione di un raggruppamento o di una comunità di energia elettrica. Se, in relazione a un raggruppamento o a una comunità di energia elettrica

si verificano adeguamenti a livello dei partecipanti, ad esempio a seguito di ingressi o uscite, o del rappresentante verso l'esterno, anche gli eventuali costi connessi ai necessari adeguamenti sono considerati costi di rete computabili. Lo stesso vale per la messa a disposizione dei dati del profilo di carico, che devono già essere forniti gratuitamente al raggruppamento, secondo quanto previsto dal rapporto esplicativo concernente la revisione dell'ordinanza sull'energia del 1° gennaio 2025. In linea di principio soltanto i costi adeguati sono considerati costi computabili.

Secondo la prassi attuale possono continuare a essere fatturati individualmente gli oneri connessi allo smontaggio nonché gli investimenti non ammortizzati. Conformemente all'articolo 3 capoverso *2bis* dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico resta valido quanto segue: «Se un gestore di rete deve cambiare l'allacciamento per ragioni inerenti al consumo proprio o a un raggruppamento ai fini del consumo proprio, i rimanenti costi del capitale degli impianti di allacciamento che non vengono più utilizzati o che lo sono solo parzialmente gli sono indennizzati proporzionalmente dai consumatori in regime di consumo proprio o dai proprietari dei fondi del raggruppamento». Anche eventuali adeguamenti all'infrastruttura di misurazione, come ad esempio la messa a disposizione di un'ubicazione per un nuovo contatore generale presso un raggruppamento ai fini del consumo proprio sono a carico dei proprietari dei fondi del raggruppamento.

Inoltre non rientrano in questa disposizione i costi correnti per la misurazione, che vengono riscossi e fatturati per ogni punto di misurazione, né i costi per altri servizi di natura concorrenziale.

Art. 19e cpv. 6

Come esposto al numero 1.4, con la partecipazione degli impianti promossi tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità alle comunità locali di energia elettrica potrebbe non essere attuato l'obbligo attualmente in vigore che prevede la vendita dell'elettricità prodotta localmente e consumata nella comunità, comprese le relative garanzie di origine. Inoltre, la partecipazione costituirebbe un effetto di trascinamento, poiché la redditività economica degli impianti è già garantita dal sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità anche nella distribuzione dell'energia elettrica sui mercati dell'elettricità. Per questi motivi, il nuovo capoverso 6 dell'articolo 19e stabilisce che gli impianti promossi tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità non possono essere impiegati in una comunità locale di energia elettrica.

Art. 19f cpv. 2 primo periodo

Il vigente articolo 19f capoverso 2 OAEI potrebbe essere interpretato erroneamente, ovvero nel senso che l'intera elettricità autoprodotta deve essere venduta esclusivamente all'interno della comunità locale di energia elettrica, senza che sia possibile la vendita di un'eventuale eccedenza di produzione. In realtà, tale eccedenza deve poter essere venduta, ad esempio, sul mercato libero o tramite l'obbligo di ritiro e di remunerazione. Tale aspetto viene ora chiarito e precisato con l'aggiunta «per quanto possibile».