



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Settembre 2025

Rapporto esplicativo concernente la revisione del maggio 2026 dell'ordinanza sull'energia

Indice

1. Punti essenziali del progetto 1

1.1 Garanzie di origine per combustibili e carburanti 1

1.2 Obbligo di ritiro e di remunerazione 1

1.3 Ordine di priorità agli indennizzi per il risanamento ecologico degli impianti idroelettrici 1

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 2

4. Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera e rapporto con il diritto europeo 2

5. Commento ai singoli articoli 2

1. Punti essenziali del progetto

1.1 Garanzie di origine per combustibili e carburanti

L'esecuzione delle disposizioni sul sistema delle garanzie di origine per combustibili e carburanti, entrate in vigore il 1° gennaio 2025, ha evidenziato la necessità di precisare diversi aspetti: la distinzione tra l'importazione di combustibili e carburanti con le relative garanzie di origine e l'importazione delle sole garanzie di origine per gas rinnovabili, la possibilità di disgiungere i flussi fisici e le garanzie di origine all'interno di un gruppo di sostanze nonché i diversi termini di annullamento a seconda dell'uso del vettore energetico. Di conseguenza vengono apportate modifiche in diversi punti dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sull'energia (OEn; RS 730.01).

1.2 Obbligo di ritiro e di remunerazione

Nel quadro delle deliberazioni sul cosiddetto «atto sull'accelerazione», il Parlamento dovrebbe adeguare la legge del 30 settembre 2016 sull'energia (LEne; RS 730.0) durante la sessione autunnale del 2025 e decidere le modifiche relative all'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15. Se i gestori di rete e i produttori non trovano un accordo sulla remunerazione, quest'ultima dovrà ora corrispondere al prezzo di mercato orario e in futuro al prezzo di mercato per quarto d'ora al momento dell'immissione nella rete. L'adeguamento è necessario poiché la produzione fotovoltaica in Svizzera è in forte crescita. Nel 2024 l'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici ha coperto già oltre il 10 per cento del consumo svizzero di energia elettrica e l'associazione di categoria Swissolar prevede già che nel 2025 questa quota raggiungerà il 14 per cento. Ciò comporta eccedenze di energia elettrica nelle giornate soleggiate, specie nelle ore centrali, che a oggi si traducono ogni anno in un aumento del numero di ore in cui i prezzi di mercato sono negativi. Nel 2023 tale numero era ancora pari a 73 ore, ovvero lo 0,8 per cento di tutte le ore, mentre nel 2024 ha già raggiunto le 292 ore, pari al 3 per cento. La nuova normativa incentiva a ridurre l'immissione di energia elettrica nella rete quando i prezzi sono negativi. Contemporaneamente, i produttori possono sfruttare le fluttuazioni del prezzo di mercato a loro vantaggio, ad esempio accumulando l'elettricità in apposite batterie quando i prezzi di mercato scendono e scaricandola quando i prezzi salgono. Al fine di tutelare i produttori con impianti con una potenza inferiore a 150 kW da prezzi di mercato troppo bassi, si applicano le remunerazioni minime di cui all'articolo 15 capoverso 1^{bis} LEne. Nel caso in cui il prezzo di mercato medio per un determinato periodo («prezzo di mercato di riferimento») sia inferiore alla rispettiva remunerazione minima, al termine di tale periodo il gestore di rete versa al produttore la differenza tra il prezzo di mercato di riferimento e la remunerazione minima. Questo principio corrisponde a quello del premio di mercato fluttuante o a quello del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità con commercializzazione diretta. Un conteggio basato sui prezzi di mercato che cambiano ogni ora e in futuro ogni quarto d'ora presuppone una misurazione del profilo di carico e sistemi di fatturazione adeguati da parte dei gestori di rete. Secondo le informazioni fornite dal settore, non tutti i gestori di rete saranno in grado di garantire tale conteggio entro la data di entrata in vigore dell'ordinanza, prevista per il 1° luglio 2026. Pertanto, il Consiglio federale prevede una disposizione transitoria secondo cui per gli impianti che non dispongono ancora di un sistema di misurazione intelligente, fino al 31 dicembre 2027 il conteggio potrà avvenire al prezzo di mercato di riferimento (o alla remunerazione minima, se questa è superiore). Contemporaneamente, nell'ambito della presente revisione, con una modifica dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI), i gestori di rete vengono obbligati a installare entro la fine del 2027 sistemi di misurazione intelligenti sugli impianti di produzione che rientrano nell'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15 LEne.

1.3 Ordine di priorità agli indennizzi per il risanamento ecologico degli impianti idroelettrici

L'articolo 31 OEn disciplina l'ordine dei pagamenti degli indennizzi di cui all'articolo 34 LEne per il risanamento ecologico degli impianti idroelettrici quando le domande pervenute eccedono i mezzi finanziari

disponibili. L'articolo 31 OEn stabilisce che la data di presentazione della domanda all'autorità cantonale è l'unico criterio determinante per l'ordine di priorità quando le domande di indennizzo dei costi delle misure di risanamento superano i mezzi disponibili. Tale criterio dovrà ora essere integrato in modo che l'indennizzo dei costi di pianificazione già sostenuti e dei costi supplementari per le misure già garantite abbia la precedenza rispetto alla priorità assegnata al momento della presentazione della domanda.

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

Le modifiche non hanno alcuna ripercussione finanziaria, a livello di personale né di altro tipo su Confederazione, Cantoni e Comuni.

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

Le modifiche all'obbligo di ritiro e di remunerazione comportano una maggiore esposizione ai prezzi di mercato per i produttori di elettricità da impianti fotovoltaici. L'immissione nella rete a prezzi di mercato bassi o negativi viene penalizzata, al contrario di quanto accade quando i prezzi risalgono; così facendo si incentiva un'immissione in linea con il mercato e si migliora l'integrazione dell'elettricità prodotta dal fotovoltaico nel sistema elettrico. Ciò si traduce però anche in un onere maggiore per i produttori, che devono gestire i loro impianti in funzione dei segnali del mercato.

4. Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera e rapporto con il diritto europeo

Il progetto di revisione non contiene disposizioni incompatibili con gli impegni internazionali attuali della Svizzera, compresi quelli derivanti dagli accordi bilaterali tra la Svizzera e l'UE.

5. Commento ai singoli articoli

Art. 4b cpv. 4 lett. b n. 3 e 4^{bis}

Sono esentati dagli obblighi di cui al capoverso 2 gli importatori che dispongono di una garanzia di origine estera, poiché l'impianto di produzione è già registrato nel Paese di produzione nel cui è stata rilasciata la garanzia di origine estera e le informazioni necessarie sono visibili su detta garanzia. Ora vengono esentati da tali obblighi anche altri certificati esteri che contengono le stesse informazioni delle garanzie di origine.

Non sono solo gli importatori di garanzie di origine estere per gas rinnovabili e di altri certificati esteri per gas rinnovabili senza corrispondente importazione fisica delle merci a dover registrare tali documenti presso l'organo d'esecuzione. Anche gli importatori di combustibili e carburanti, vale a dire coloro che fanno transitare le merci alla frontiera, devono far registrare le garanzie di origine estere presso l'organo d'esecuzione, se per le merci importate tali garanzie sono già state rilasciate nel Paese di produzione. Solo così si può garantire che non vi sia una doppia commercializzazione delle quantità di energia.

Art. 4c cpv. 1 lett. a^{bis} e b, 3 e 4

La nuova lettera a^{bis} del capoverso 1 disciplina l'annullamento dell'idrogeno rinnovabile e non rinnovabile. Ogni volta che l'idrogeno viene ceduto a consumatori finali o a una stazione di servizio, anche le relative garanzie di origine devono essere annullate. Le garanzie di origine e la merce fisica possono essere scambiate separatamente. Ne consegue che con una garanzia di origine per l'idrogeno rinnovabile è possibile «rendere ecologica» una fornitura di idrogeno non rinnovabile. Al contrario, una fornitura di idrogeno rinnovabile senza valore ecologico aggiunto può essere venduta e in questo caso si annulla una garanzia di origine per l'idrogeno non rinnovabile. L'idrogeno che è stato immesso nella rete del gas può essere ceduto mediante garanzia di origine a consumatori finali che acquistano gas di composizione diversa dalla rete del gas.

L'annullamento del gruppo di sostanze «idrogeno» viene ora esplicitamente disciplinato per due motivi. In primo luogo, a differenza di altri combustibili e carburanti, nel settore dell'idrogeno si ha una registrazione completa. Ciò significa che il sistema delle garanzie di origine registra sia l'idrogeno rinnovabile sia quello non rinnovabile, il che rende necessario un obbligo di annullamento anche per l'idrogeno non rinnovabile. In secondo luogo, poiché è ora escluso dal campo d'applicazione del capoverso 1 lettera b, l'idrogeno deve essere nuovamente disciplinato (v. in basso).

Il termine «combustibile o carburante gassoso» di cui al capoverso 1 lettera b è sostituito da «biogas e metano da altri vettori energetici rinnovabili». Il termine sostituito includeva anche l'idrogeno, ma è stato dimostrato che la disgiunzione dei flussi fisici dalla garanzia di origine è possibile anche per l'idrogeno che non viene immesso nella rete del gas. Come per gli altri vettori energetici, la disgiunzione è possibile solo all'interno del gruppo di sostanze. Ciò significa che con una garanzia di origine per l'idrogeno rinnovabile, è possibile rendere ecologico l'idrogeno non rinnovabile. Con una garanzia di origine per l'idrogeno rinnovabile non è tuttavia possibile rendere ecologico il gas naturale.

Sulla base delle esperienze maturate nell'esecuzione, i termini di cui al capoverso 3 vengono adeguati. A seguito delle prescrizioni emanate nell'ambito dell'esecuzione dell'agevolazione fiscale sull'imposta sugli oli minerali, è emersa la necessità di un annullamento trimestrale solo per il gas rinnovabile destinato all'uso come carburante. Per gli altri vettori energetici è sufficiente un annullamento annuale. L'annullamento a intervalli più brevi è ovviamente possibile, ad esempio su richiesta del cliente.

Il capoverso 4 viene stralciato perché con i nuovi termini di annullamento di cui al capoverso 3 non sono più necessari termini diversi per garanzie o certificati di origine esteri per gas rinnovabili utilizzati nel mercato volontario. Si applicano gli stessi termini di cui al capoverso 3. L'obbligo di annullamento per garanzie o certificati di origine esteri per gas rinnovabili utilizzati nel mercato volontario è disciplinato nel capoverso 1 lettera a.

Art. 12 Rimunerazione

L'articolo 12 era stato modificato contestualmente alla revisione delle disposizioni d'esecuzione della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, con effetto dal 1° gennaio 2026 (non ancora in vigore). Ora viene nuovamente rivisto con il presente progetto, poiché l'articolo 15 LEn, così come dovrebbe essere approvato nella sessione autunnale 2025, prevede che l'elettricità immessa nella rete nell'ambito dell'obbligo di ritiro e di remunerazione deve essere remunerata al prezzo di mercato al momento dell'immissione. Il nuovo articolo 12 capoverso 1 OEn specifica che il «prezzo di mercato al momento dell'immissione» corrisponde ora per tutti gli impianti di produzione al prezzo del mercato spot (day-ahead) per l'area di mercato Svizzera.

Il nuovo articolo 15 capoverso 1^{bis} LEn prevede che il produttore ha diritto all'importo della differenza tra la remunerazione minima e il prezzo di mercato di riferimento se il prezzo di mercato di riferimento di cui all'articolo 23 LEn è inferiore alle remunerazioni minime. L'articolo 12 capoverso 2 LEn precisa pertanto che il prezzo di mercato di riferimento determinante per il calcolo dell'importo della differenza

corrisponde al prezzo di mercato di riferimento medio trimestrale di cui all'articolo 15 capoverso 1 dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sulla promozione dell'energia (OPEn; RS 730.03).

Al capoverso 3, il rimando all'articolo 8a dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico non è più corretto. Secondo l'ordinanza in vigore, il capoverso 4 dovrebbe rimandare all'articolo 8a^{sexies}. Questa disposizione dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico sarà tuttavia rinviata nuovamente al 1° gennaio 2026 e diventerà l'articolo 8a^{decies}. Inoltre, per quanto riguarda la determinazione dell'importo forfettario, si deve ora fare riferimento all'articolo 12a.

Art. 12a Rimunerazioni minime

L'importo delle remunerazioni minime per gli impianti con una potenza inferiore a 150 kW non è modificato, ma è spostato all'articolo 12a. Per completezza, va detto che la remunerazione minima non viene corrisposta come importo effettivo per kWh di elettricità immessa nella rete, ma, in una prima fase, l'elettricità è remunerata al prezzo di mercato al momento dell'immissione. Se il prezzo di mercato di riferimento (nel trimestre precedente) era inferiore alla remunerazione minima di cui al presente articolo, il produttore ha diritto anche all'importo differenziale tra la remunerazione minima e il prezzo di mercato di riferimento (art. 15 cpv. 1^{bis} quarto periodo LEn nella versione del paragramma relativo all'oggetto 23.051 concernente la nuova legge sull'energia. Modifica [atto sull'accelerazione] del 24 giugno 2025.

Art. 31 Ordine di priorità

L'articolo 31 OEn disciplina l'ordine dei pagamenti degli indennizzi di cui all'articolo 34 LEn quando le domande pervenute eccedono i mezzi finanziari disponibili. In questo contesto, la legge del 5 ottobre 1990 sui sussidi (LSu; RS 616.1) parla di ordine di priorità, per cui la rubrica dell'articolo 31 viene modificata da «Piano di pagamento» a «Ordine di priorità».

L'articolo 31 OEn stabilisce che la data di presentazione della domanda all'autorità cantonale è l'unico criterio determinante per l'ordine di priorità quando le domande di indennizzo dei costi delle misure di risanamento superano i mezzi disponibili. Tale criterio dovrà ora essere integrato in modo che l'indennizzo dei costi di pianificazione già sostenuti o dei costi supplementari per le misure già garantite abbia la precedenza rispetto alla priorità assegnata al momento della presentazione della domanda. Se le domande che rientrano in questo ordine di priorità sono state presentate contemporaneamente, l'UFAM decide secondo criteri adeguati, in particolare sulla base della convenienza economica per il proprietario della centrale di continuare a prefinanziare i costi già sostenuti. Si tratta di valutare se, nell'ottica della liquidità finanziaria del proprietario della centrale, l'importo in questione rappresenti un onere significativo per i proprietari degli impianti, tenendo conto della loro dimensione e / o forma giuridica.

Se la progettazione è già iniziata, questi costi sono solitamente prefinanziati dai proprietari delle centrali. Se le domande pervenute eccedono i mezzi finanziari disponibili, un numero ristretto di progetti onerosi, i cui costi futuri sono garantiti, può bloccare il pagamento di questi costi di progettazione per un periodo prolungato, protraendo il prefinanziamento per diversi anni. È quindi opportuno prevedere una deroga che privilegi la garanzia dei costi già sostenuti attraverso l'ordine di priorità. Lo stesso vale per i costi supplementari giustificati e significativi delle misure di risanamento già garantite, se la misura è in fase di attuazione.

Per la proposta di privilegiare i costi di pianificazione sostenuti e i costi supplementari imprevisti deve essere messa a disposizione una riserva di 50 milioni di franchi

Art. 80c Disposizione transitoria della modifica del xx mese 2026

Per gli impianti che al momento dell'entrata in vigore della modifica dell'articolo 12 non sono ancora dotati di un sistema di misurazione intelligente, la remunerazione non deve corrispondere al prezzo del mercato spot (day-ahead) per l'area di mercato Svizzera. Il conteggio dell'immissione nella rete di tali sistemi avviene invece al prezzo di mercato di riferimento, cioè al prezzo di mercato medio trimestrale,

o alla remunerazione minima, in conformità con la normativa che entrerà in vigore il 1° gennaio 2026. Tuttavia, non appena viene installato un sistema di misurazione intelligente, la remunerazione avviene in base alla nuova legge. Poiché in virtù del nuovo articolo 8a^{decies} capoverso 7 OAEI gli impianti di produzione devono essere dotati di un sistema di misurazione intelligente a partire dal 1° gennaio 2028, la presente disposizione transitoria è valida al più tardi sino alla fine del 2027.