



20 novembre 2024

Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili Modifica dell'ordinanza sull'energia

Rapporto esplicativo

Indice

1.	Situazione iniziale	1
2.	Punti essenziali dell'avamprogetto.....	1
2.1	Interesse nazionale	1
2.2	Consumo proprio e raggruppamento ai fini del consumo proprio	3
2.3	Miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità	3
2.4	Ulteriori modifiche necessarie a causa di modifiche a livello di legge	4
2.5	Sistema di garanzie di origine per combustibili e carburanti	4
3.	Ripercussioni finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni	5
4.	Ripercussioni sull'economia, sull'ambiente e sulla società.....	5
5.	Rapporto con il diritto europeo	6
6.	Commento ai singoli articoli	6
7.	Commento all'allegato.....	27
1.	Ordinanza del 9 maggio 1990 concernente la locazione e l'affitto di locali d'abitazione o commerciali (OLAL; RS 221.213.11)	27
2.	Ordinanza del 21 maggio 2008 sulla geoinformazione (OGI; RS 510.620)	27
3.	Ordinanza del 20 novembre 1996 sull'imposizione degli oli minerali (OIOM; RS 641.611) ...	27
4.	Ordinanza del 22 novembre 2006 sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza nel settore dell'energia (OE-En; RS 730.05)	28
5.	Ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017 sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE; RS 730.010.1)	28
6.	Ordinanza del 19 ottobre 1988 concernente l'esame dell'impatto sull'ambiente (OEIA; RS 814.011)	29

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, tra l'altro, gli articoli 10 (Piani direttori dei Cantoni), 12 (Interesse nazionale all'impiego di energie rinnovabili), 15 (Obbligo di ritiro e di remunerazione), 16 e 17 (Consumo proprio) e 32 (Bandi di gara per misure di efficienza energetica) della legge federale del 30 settembre 2016 sull'energia (LEne; RS 730.0) e ha introdotto i nuovi articoli 18a (Immissione di energia da parte della Confederazione) e 37a (Mutui di tesoreria).

Di conseguenza occorre adeguare l'ordinanza del 1° novembre 2017 sull'energia (OEn; RS 730.01), in particolare per quanto riguarda l'articolo 12 (Obbligo di remunerazione) e gli articoli 14, 16 e 18 (Consumo proprio), nonché introdurre i nuovi articoli 3a (Garanzie di origine della Confederazione), 7b (Delimitazione di territori adeguati), 9a (Impianti solari di interesse nazionale), 20a (Programmi a livello nazionale), 36a (Mutui di tesoreria) e 51a–51k (Miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità).

Le modifiche all'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15 LEne sono strettamente correlate alle disposizioni della LAEI sul servizio universale che si applicheranno solo a partire dal 2026 o successivamente. Pertanto, la modifica dell'articolo 15 entrerà in vigore il 1° gennaio 2026.

Inoltre, nello stesso avamprogetto il Parlamento ha incluso anche i nuovi articoli 9a^{bis}–9a^{quater} (Incremento della produzione di elettricità d'inverno) e 15b (Potenziamenti della rete di distribuzione e delle linee di raccordo dovuti alla produzione) della legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7). Ciò rende necessario un adeguamento dell'articolo 10 OEn e un nuovo articolo 9a^{quater}, quest'ultimo per disciplinare le misure di compensazione per la protezione della biodiversità e del paesaggio.

Inoltre, con la presente revisione dell'OEn viene introdotta una garanzia di origine (GO) per i combustibili e i carburanti liquidi e gassosi rinnovabili nonché per l'idrogeno non rinnovabile e i carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni. Questo adeguamento dell'ordinanza non è correlato alle suddette modifiche di legge; viene eseguito per efficienza procedurale, ma congiuntamente agli adeguamenti dovuti alla revisione della legge.

2. Punti essenziali dell'avamprogetto

2.1 Interesse nazionale

Nell'articolo 12 capoverso 4 LEne il Parlamento ha deciso che il Consiglio federale – oltre agli impianti idroelettrici ed eolici – deve ora stabilire anche la grandezza e l'importanza richieste per gli impianti solari di interesse nazionale. Il Consiglio federale dà attuazione a questo compito nell'OEn. Il criterio per stabilire se un impianto solare è di interesse nazionale è la produzione di energia nel semestre invernale.

Come in passato, nel piano direttore i Cantoni designano i territori adeguati per gli impianti idroelettrici ed eolici, e ora lo fanno anche per gli impianti solari di interesse nazionale (art. 10 cpv. 1 LEne). Nel definire i territori per gli impianti solari ed eolici devono tenere conto degli interessi della protezione del paesaggio e dei biotopi, della conservazione della foresta, nonché di quelli dell'agricoltura (protezione dei terreni coltivati e delle superfici per l'avvicendamento delle colture) (art. 10 cpv. 1^{ter} LEne). All'interno di questi territori adeguati, gli impianti solari ed eolici di interesse nazionale godono di benefici sotto il profilo del diritto materiale (cfr. art. 9a cpv. 4 LAEI). In particolare, l'interesse alla loro realizzazione prevale in linea di principio su altri interessi nazionali. Ne consegue che la pianificazione e la realizzazione

di impianti solari ed eolici si concentrano sui territori adeguati, preservando il paesaggio al di fuori di tali aree.

Per la forza idrica prevalgono in generale i progetti di centrali idroelettriche ad accumulazione di cui all'allegato 2 LAEI e il progetto Chlus. Sui progetti definiti con la Tavola rotonda c'è il consenso di rappresentanti dei principali operatori del settore idroelettrico (associazioni di protezione, gestori, Cantoni e Confederazione), che hanno firmato una dichiarazione congiunta. Per questi progetti devono essere previste misure di compensazione supplementari per la protezione della biodiversità e del paesaggio (art. 9a cpv. 3 lett. e LAEI), anch'esse precisate nella presente ordinanza (art. 9a^{quater}).

La priorità di principio rispetto ad altri interessi nazionali non significa che l'impianto possa essere autorizzato sempre e comunque, restando imprescindibili la valutazione del singolo caso con una ponderazione degli interessi completa.

L'articolo 12 capoverso 2^{bis} LEne prevede che il divieto di impianti per l'impiego di energie rinnovabili nei biotopi e nelle riserve per uccelli acquatici e di passo (cfr. art. 12 cpv. 2 secondo periodo) non si applica in tre casi; secondo la lettera c, non si applica se soltanto il tratto del deflusso residuale dell'impianto è situato nell'oggetto protetto. La disposizione stabilisce che in questi casi dovrebbe ora essere possibile una ponderazione degli interessi. In questi casi per gli interventi valgono gli stessi requisiti applicabili a tutte le altre infrastrutture. È quindi anche chiaro che il divieto di deterioramento di cui all'articolo 29 capoverso 1 lettera a dell'ordinanza del 16 gennaio 1991¹ sulla protezione della natura e del paesaggio non si applica alle zone golenali secondo l'allegato 2 dell'ordinanza del 28 ottobre 1992² sulle zone golenali e che in queste zone possono essere costruiti in linea di principio anche nuovi impianti di interesse nazionale. È necessario decidere caso per caso, sulla base di tutte le circostanze, se debba ricevere una ponderazione maggiore l'interesse alla salvaguardia o quello all'utilizzazione (cfr. art. 6 della legge federale del 1° luglio 1966³ sulla protezione della natura e del paesaggio [LPN] in combinato disposto con l'art. 4 cpv. 2 dell'ordinanza sulle zone golenali). Dai dibattiti parlamentari è tuttavia emerso chiaramente che gli scopi della protezione devono continuare a essere applicati senza riduzioni e non possono essere intaccati (cfr. Boll. Uff. 2023 N 1501). I biotopi di interesse nazionale esistenti devono essere conservati in base ai loro scopi di protezione (funzione, qualità, dimensioni, diverse funzioni e processi nonché spazi vitali meritevoli di protezione). Inoltre non occorre inserire alcuna disposizione esecutiva nell'ordinanza. Si può altresì ipotizzare che ci saranno solo pochi siti o impianti a cui si potrà applicare questa disposizione legislativa.

Infine, nell'ultimo periodo dell'articolo 12 capoverso 3 LEne il legislatore ha sancito che l'interesse nazionale prevale sugli interessi cantonali, regionali e comunali. A questo proposito, va notato che gli *interessi* nazionali o cantonali, regionali e comunali devono essere distinti dal *diritto* cantonale (e sulla base di quest'ultimo, eventualmente anche comunale). A questo proposito vale naturalmente la regola generale: «il diritto cantonale, indipendente, non è completamente slegato dal diritto federale; esso non può «violare il senso e lo spirito del diritto federale e pregiudicarne o addirittura vanificarne gli scopi»» (cfr. Ruch Alexander, in: Ehrenzeller Bernhard / Schindler Benjamin / Schweizer Rainer J. / Vallender Klaus A. [a c. di], Die Schweizerische Bundesverfassung. St. Galler Kommentar, 3a ed., Zurigo / San Gallo 2014, art. 9 N 17). Tuttavia, nella ponderazione degli interessi (cfr. art. 3 cpv. 1 lett. c dell'ordinanza del 28 giugno 2000 sulla pianificazione del territorio [OPT; RS 700.1]) e sulla base del principio di proporzionalità si deve tener conto anche degli interessi che in quanto tali non derivano direttamente dal diritto cantonale, se non limitano od ostacolano in modo sproporzionato l'interesse nazionale.

¹ RS 451.1

² RS 451.31

³ RS 451

2.2 Consumo proprio e raggruppamento ai fini del consumo proprio

In relazione al consumo proprio e al raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP), il legislatore ha modificato la LEn in tre punti, comportando la necessità di adeguare l'OEn:

- in primo luogo, rispetto al passato il Consiglio federale può stabilire una definizione più ampia del luogo di produzione (vale a dire il perimetro entro il quale può avvenire il consumo proprio) autorizzando l'utilizzo di linee di raccordo (art. 16 cpv. 1 LEn). Il Consiglio federale si avvale ora di questa competenza consentendo a un livello di tensione inferiore a 1 kV l'uso di linee di raccordo per il consumo proprio, compresa l'infrastruttura elettrica al punto di raccordo;
- in secondo luogo, gli RCP non sono più obbligati ad avere *un solo* punto di misurazione fisico come interfaccia con il gestore di rete, ma possono averne anche diversi (art. 17 cpv. 1 LEn). Il Consiglio federale attua quest'ultima disposizione imponendo ai gestori di rete l'obbligo di consentire i cosiddetti «RCP virtuali». Ciò significa che per creare un RCP si possono continuare a utilizzare gli attuali sistemi di misurazione intelligenti: da un lato il gestore di rete li tratta come punto di misurazione virtuale dell'RCP, e dall'altro mette a disposizione dell'RCP i singoli dati di misurazione necessari per il conteggio del consumo proprio interno all'RCP (cfr. art. 8 cpv. 4 e art. 8e dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico [OAEI; RS 734.71] per quanto riguarda gli obblighi relativi all'installazione di sistemi di misurazione intelligenti presso gli RCP e la fornitura dei dati). La possibilità di impiegare punti di misurazione virtuali non ha alcun impatto sui requisiti per l'RCP di cui all'articolo 15 capoverso 1 OEn. La potenza di produzione complessiva del raggruppamento deve essere pari ad almeno il 10 per cento della potenza allacciata complessiva del raggruppamento;
- in terzo luogo, è ora consentito addossare i costi per la creazione dell'RCP (concretamente per un'eventuale rete per la distribuzione interna dell'elettricità) ai partecipanti dell'RCP attraverso il prezzo dell'elettricità (art. 17 cpv. 4 LEn). L'ordinanza prevede ora che tali costi possano essere imputati proporzionalmente ai costi dell'elettricità prodotta nell'ambito dell'RCP e ai costi dell'elettricità acquistata esternamente. Se nei costi esterni è incluso un supplemento relativo a una rete per la distribuzione interna di elettricità, la somma di tali costi non può essere superiore all'importo che i partecipanti all'RCP dovrebbero versare al gestore di rete per il prodotto elettrico standard. Per chiarezza, le disposizioni relative all'addebito dei costi per la partecipazione di locatari e affittuari di cui all'articolo 16 OEn sono ora trasferite negli articoli 16a e 16b.

Oltre alle modifiche dell'OEn derivanti dall'adeguamento della legge, i gestori di rete sono tenuti – analogamente a quanto previsto per le comunità locali di energia elettrica – a comunicare entro 15 giorni lavorativi ai gestori dell'RCP le informazioni necessarie per l'istituzione dell'RCP (virtuale) in relazione alla natura della rete di distribuzione pertinente. Inoltre, viene chiarito che nei casi in cui nel perimetro dell'RCP si trovino consumatori finali che non partecipano all'RCP (p. es. in una casa plurifamiliare), il gestore di rete determina gli acquisti di elettricità e le immissioni dell'RCP e degli altri consumatori finali in maniera contabile, così da non rendere necessarie installazioni aggiuntive.

2.3 Miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità

Nell'ambito della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, il Parlamento ha fissato l'obiettivo di risparmiare, entro il 2035, 2 TWh di elettricità attraverso l'adozione di misure di efficienza. Per ottenere questo risultato, ha deciso di introdurre un nuovo strumento: i miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità.

Ai fornitori di elettricità saranno ora assegnati degli obiettivi legati all'efficienza energetica, da conseguire attuando varie misure presso i consumatori finali in Svizzera (vale a dire imprese ed economie domestiche private). Nello specifico, i fornitori di elettricità devono dimostrare che le misure per l'efficienza energetica sono state attuate presso i consumatori finali esistenti, ad esempio nei settori della

propulsione elettrica, dell'illuminazione, della ventilazione, degli impianti di raffreddamento o di impianti e apparecchi simili. È importante ricordare che l'obiettivo di migliorare l'efficienza non limita esplicitamente le vendite di energia elettrica: i fornitori possono continuare a vendere elettricità senza limiti.

Nei prossimi anni e decenni la domanda di energia elettrica aumenterà in diversi settori: l'elettricità sostituirà infatti sempre più i vettori energetici fossili nel riscaldamento degli ambienti e dell'acqua e nella mobilità. Con il nuovo settore d'attività formato dalle prestazioni inerenti all'efficienza energetica, i fornitori di elettricità contribuiranno al miglioramento di quest'ultima. In questo modo si rafforzano sia la sicurezza dell'approvvigionamento che la protezione del clima.

Il nuovo strumento fissa un obiettivo quantitativo per giungere a un ulteriore miglioramento dell'efficienza energetica. Il Consiglio federale stabilisce l'ammontare esatto di questo obiettivo rapportandolo alle vendite annuali di energia elettrica di un fornitore ai consumatori finali in Svizzera. Ad esempio, con un obiettivo del 2 per cento sarà possibile risparmiare circa 1 TWh di elettricità nel 2035⁴. Inoltre, per l'obiettivo sono determinanti solo le forniture di elettricità a consumatori finali, mentre l'ambito degli intermediari non è preso in considerazione.

L'attuazione del nuovo strumento comporterà costi per i fornitori di elettricità, ad esempio per lo svolgimento di consulenze energetiche o per nuovi apparecchi e impianti. Questi costi possono essere trasferiti attraverso la componente energetica del prezzo dell'elettricità ed essere quindi addossati ai clienti nel servizio universale e nel libero mercato. I fornitori di elettricità sono perciò incentivati a fornire prestazioni inerenti all'efficienza energetica nel modo più economico possibile, contenendo i costi nella più ampia misura possibile.

2.4 Ulteriori modifiche necessarie a causa di modifiche a livello di legge

Inoltre, le seguenti modifiche a livello di legge comportano modifiche o integrazioni dell'OEn:

- adeguamenti dell'articolo 10 LEn (Piani direttori dei Cantoni);
- possibilità di realizzare programmi a livello nazionale per misure di efficienza (art. 32 cpv. 2 LEn);
- nuova disposizione sull'immissione di energia da parte della Confederazione (art. 18a LEn);
- possibilità di indebitamento del Fondo per il supplemento rete tramite mutui di tesoreria (art. 37a LEn);
- adeguamento dell'articolo 53 capoverso 2 primo periodo, 2^{bis} e 3 lettera a LEn (ricerca, sviluppo e dimostrazione) quale atto normativo correlato nell'ambito della legge federale del 30 settembre 2022 sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica (LOCl; FF 2022 2403).

2.5 Sistema di garanzie di origine per combustibili e carburanti

L'articolo 9 capoverso 5 LEn prevede che il Consiglio federale possa «prevedere una garanzia di origine e un'etichettatura anche per altri settori [oltre all'elettricità], in particolare per il biogas». Con la presente revisione dell'OEn, il Consiglio federale si avvale di questa competenza e introduce una GO per i combustibili e i carburanti liquidi e gassosi rinnovabili nonché per l'idrogeno non rinnovabile e i carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni (denominati collettivamente «combustibili e carburanti»). Si tratta di sostanze che a seconda della loro origine svolgono un ruolo importante per garantire un approvvigionamento energetico rinnovabile, ridurre le emissioni di gas serra e raggiungere l'obiettivo climatico del saldo netto delle emissioni pari a zero entro il 2050, in linea con quanto previsto dalla LOCl.

⁴ La stima si basa su una durata media degli effetti delle misure di dieci anni e una previsione futura di vendite di energia elettrica a medio termine di 60 TWh/anno.

Nel nuovo sistema di GO, combustibili e carburanti vengono registrati in una banca dati a partire dalla produzione o dall'importazione. Il loro plusvalore ecologico viene quindi reso visibile e negoziabile. Se vengono computati nel quadro di strumenti di politica climatica o energetica, ciò può essere annotato sulle GO, che fungono poi da documento giustificativo. Il nuovo sistema dovrebbe quindi contribuire in modo significativo a evitare doppi conteggi. Da un lato ciò dovrebbe rendere possibile una commercializzazione credibile di queste sostanze e, dall'altro, facilitare l'esecuzione degli strumenti di politica climatica ed energetica, sia per gli operatori tenuti ad adempiere che per l'amministrazione.

Il nuovo sistema di GO sostituirà il servizio di clearing per i gas rinnovabili del settore del gas a partire dal 1° gennaio 2025. Il settore del gas gestisce detto servizio di clearing sulla base dell'articolo 45e dell'ordinanza del 20 novembre 1996 sull'imposizione degli oli minerali (OIOm; RS 641.611) su mandato dell'Ufficio federale della dogana e della sicurezza dei confini (UDSC). Detto articolo stabilisce altresì gli obblighi in capo agli stabilimenti di fabbricazione, nonché ai fornitori e venditori di gas in relazione alla riscossione dell'imposta sugli oli minerali. La differenza introdotta è che in futuro il sistema di GO svolgerà le funzioni del servizio di clearing.

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

A livello federale, si prevede un maggiore onere finanziario e a livello di personale per l'esecuzione delle disposizioni concernenti il sistema di GO per combustibili e carburanti. Dell'esecuzione si occuperà Pronovo SA in qualità di organo d'esecuzione ai sensi dell'articolo 64 LEn. L'onere d'esecuzione, quantificabile in 600 000 franchi l'anno, si finanzia interamente con gli emolumenti riscossi da Pronovo, *inter alia*, al momento del rilascio e dell'importazione di GO nonché per la registrazione di un impianto di produzione. Per dare esecuzione al sistema di GO, presso la Confederazione (UFE/UFAM) sono necessari mezzi finanziari pari a 360 000 franchi per due posti di lavoro a tempo pieno. Le risorse necessarie saranno coperte nel limite del possibile mediante risorse esistenti presso l'UFE. Le disposizioni non producono particolari ripercussioni finanziarie, a livello di personale o di altro tipo per Cantoni e Comuni.

Le restanti modifiche dell'ordinanza non comportano alcuna conseguenza per Confederazione, Cantoni e Comuni.

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

Il nuovo sistema di GO rende possibile una commercializzazione efficiente e trasparente (soprattutto nei confronti dei consumatori finali) di combustibili e carburanti liquidi e gassosi rinnovabili, nonché di idrogeno non rinnovabile e carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni. Esso facilita l'esecuzione degli strumenti di politica climatica ed energetica, sia per gli operatori tenuti ad adempiere che per l'amministrazione. L'introduzione del sistema di GO comporta per le imprese (produttori, importatori, venditori e fornitori di energia) un nuovo onere, soprattutto nei settori che non erano tenuti a comunicare dati al servizio di clearing del settore del gas. Il nuovo sistema di GO si finanzia con gli emolumenti riscossi al momento del rilascio o dell'importazione di GO e per la registrazione di un impianto di produzione. Sono le imprese a decidere in che misura addossare i costi all'anello successivo della catena di fornitura.

Le restanti modifiche dell'ordinanza non comportano ripercussioni sull'economia, sull'ambiente e sulla società.

5. Rapporto con il diritto europeo

Come già si constata per il settore dell'elettricità, il sistema svizzero di GO per combustibili e carburanti si ispira alle prescrizioni europee della direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001 (RED II riveduta)⁵. L'etichettatura nel settore del gas e dei vettori energetici liquidi non viene ancora attuata con questa modifica dell'ordinanza.

L'interesse nazionale previsto per legge e di principio anteposto ad altri interessi secondo l'atto mantello (art. 12 LENE e art. 9a cpv. 3 e 4 LAEI) corrisponde nelle linee essenziali all'interesse pubblico eminente dell'UE di cui beneficiano gli impianti analoghi nell'UE (RED II riveduta). Queste nuove disposizioni sono pertanto compatibili con il diritto dell'UE.

Il presente adeguamento dell'ordinanza relativo ai miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità si basa sulla direttiva UE sull'efficienza energetica (2012/27/UE) in vigore dal 2012⁶, che vincola ogni Stato membro a conseguire risparmi di energia finale entro il periodo obbligatorio applicabile. Gli Stati membri sono liberi di decidere come ottenere tali risparmi. Tra le possibilità vi è l'introduzione di un regime obbligatorio di efficienza energetica per i distributori di energia e/o le società di vendita di energia al dettaglio che operano nel territorio dello Stato membro interessato. Finora, diversi Stati membri – tra cui Francia, Italia e Austria – hanno introdotto uno strumento di questo tipo per raggiungere i loro obiettivi di risparmio. La direttiva UE sull'efficienza energetica si è dimostrata utile nel corso degli anni e la prosecuzione a tempo indeterminato dei periodi obbligatori è prova della rilevanza e del ruolo chiave delle norme attuali all'interno della strategia energetica dell'Unione europea (UE). I nuovi obiettivi di efficienza per i fornitori di elettricità introdotti per la Svizzera coincidono quindi nel complesso con un sistema di obblighi per le imprese di approvvigionamento energetico già collaudato nell'area UE, e si ispirano al diritto europeo.

Anche le altre modifiche dell'ordinanza sono compatibili con il diritto dell'UE.

6. Commento ai singoli articoli

Art. 1 lett. a, a^{bis} e h^{bis}

Let. a e a^{bis}: ora l'OEn disciplina le GO non solo per l'elettricità, ma anche per i combustibili e i carburanti liquidi e gassosi rinnovabili nonché per l'idrogeno non rinnovabile e i carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni, denominati collettivamente «combustibili e carburanti» (v. art. 4a). L'idrogeno viene registrato fin dall'inizio per tutti i tipi di produzione rinnovabile e fossile (cioè per tutti i «colori» dell'idrogeno), mentre per gli altri combustibili e carburanti liquidi e gassosi vengono registrate soltanto le sostanze rinnovabili. Per quanto riguarda i carburanti per l'aviazione, oltre a quelli rinnovabili si aggiungono quelli a basso tenore di emissioni. In un secondo momento potrebbero essere registrati anche combustibili e carburanti fossili. Ulteriori disposizioni d'esecuzione sono contenute nella nuova ordinanza del DATEC sulla garanzia di origine per combustibili e carburanti (OGOCC), analoga all'ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017 sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE; RS 730.010.1) per il settore dell'elettricità.

Let. h^{bis}: le disposizioni d'esecuzione relative al nuovo strumento dei miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità vengono riprese nell'OEn.

⁵ 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, modificata da ultimo dalla direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, GU L 2024/1711 del 26.6.2024.

⁶ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE, GU L 315 del 14.11.2012, pag. 1, modificata da ultimo dal regolamento delegato (UE) 2023/807 della Commissione, GU L 101 del 14.4.2023, pag. 16.

Art. 3a Garanzie di origine della Confederazione

Poiché la Confederazione, in virtù dell'articolo 45b LEnE, produrrà sempre più energia elettrica in proprio, aumenta la probabilità che non la consumi sempre completamente, ma che immetta in rete una certa eccedenza. In questi casi, la Confederazione ha la possibilità di cedere le relative GO.

Art. 4 cpv. 1^{bis} e cpv. 2 lett. a

Le disposizioni sull'etichettatura dell'elettricità di cui all'articolo 4 OEn si basano sul concetto di consumatori finali di cui alla LAEI. In virtù della modifica del concetto di consumatore finale apportata nell'articolo 4 capoverso 1 lettera b LAEI, nell'articolo 4 capoverso 1^{bis} viene inserita l'aggiunta che, come finora, non è soggetta all'obbligo di etichettatura la fornitura di elettricità per il fabbisogno proprio di una centrale elettrica, per l'azionamento di pompe negli impianti ad accumulazione con pompaggio e per gli impianti di stoccaggio senza consumo finale.

Per l'etichettatura rivolta ai suoi consumatori finali, l'azienda soggetta all'obbligo di etichettatura dell'elettricità deve ora comunicare sia il mix del fornitore (cpv. 2 lett. a), sia il mix del prodotto (cpv. 2 lett. b). Finora, l'azienda era libera di scegliere se comunicare ai suoi consumatori finali l'una o l'altra informazione.

Art. 4a Campo d'applicazione

Questa sezione si applica (a) ai combustibili e carburanti rinnovabili, (b) all'idrogeno non rinnovabile e (c) ai carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni, denominati collettivamente «combustibili e carburanti».

Let. a: il sistema di GO per i combustibili e i carburanti registra in una banca dati i combustibili e i carburanti rinnovabili, intesi nella presente ordinanza come combustibili e carburanti liquidi o gassosi prodotti a partire da biomassa o da altri vettori energetici rinnovabili. Questa definizione di «rinnovabile» si basa sugli adeguamenti terminologici effettuati nell'ambito del pacchetto di revisioni sul CO₂ (FF 2022 2652), in particolare la legge sul CO₂, la legge sulla protezione dell'ambiente e la legge sull'imposizione degli oli minerali, e punta a standardizzare la terminologia impiegata nel settore.

Let. b: oltre all'idrogeno rinnovabile di cui alla lettera a, il sistema di GO per combustibili e carburanti registra anche tutti gli altri tipi di idrogeno, indipendentemente dal loro metodo di produzione e dalle fonti di energia. Oltre a essere utilizzato come vettore energetico, l'idrogeno può anche fungere da materia prima in qualità di sostanza, ad esempio nell'industria chimica o farmaceutica. Tuttavia, fintantoché non si conosce quale sia l'impiego previsto, può essere utilizzato anche come combustibile o carburante e deve quindi essere registrato dagli operatori nel sistema di GO dei combustibili e carburanti. Se l'impiego come vettore energetico è escluso, ciò deve essere documentato dal gestore dell'impianto in questione o dall'importatore.

Let. c: con la revisione della legge sul CO₂ viene introdotto l'obbligo di fornitura e di miscelazione di carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni, rinnovabili e rinnovabili sintetici («obbligo di miscelazione»). Oltre ai carburanti per l'aviazione rinnovabili di cui alla lettera a, il sistema di GO per combustibili e carburanti registra quindi anche i carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni.

Art. 4b Obblighi

Cpv. 1: dopo la messa in esercizio, i produttori ubicati sul territorio nazionale devono iscrivere gli impianti di produzione nella banca dati svizzera delle GO e registrarvi regolarmente la quantità di combustibili e carburanti prodotti. Nella presente revisione dell'OEn e nell'OGOCC il significato di «produttori» è identico a quello del termine «stabilimenti di fabbricazione» utilizzato nella legislazione sull'imposizione degli oli minerali. L'obbligo di registrazione riguarda tutti gli impianti di produzione di energia elettrica ubicati sul territorio nazionale, perciò anche quelli che producono elettricità a partire da biogas, che sono già registrati nel sistema di GO per l'elettricità ma non per il calore. Sono interessati anche gli impianti che

consumano biogas e non lo cedono (p. es. impianti di depurazione delle acque). La registrazione dell'intera produzione di biogas ha due motivazioni. Anzitutto, in futuro l'UFE potrà utilizzare la banca dati delle GO come fonte di dati per le statistiche globali dell'energia senza dover rilevare tali informazioni separatamente, come fa oggi per questo tipo di impianti. In secondo luogo, in futuro l'infrastruttura IT del sistema di GO potrà essere utilizzata per controllare l'adempimento delle esigenze ecologiche per l'immissione sul mercato di combustibili e carburanti rinnovabili. Queste esigenze sono previste nell'ambito della revisione della legge sul CO₂ per il periodo successivo al 2024 nell'articolo 35d LPAmb. Al fine di ridurre al minimo l'onere per gli impianti già registrati nel sistema di GO per l'elettricità, i dati di registrazione vengono trasmessi automaticamente laddove possibile. Non vengono addebitati nuovi emolumenti per la registrazione degli impianti in questione. Inoltre, gli impianti che non cedono le GO non devono pagare alcun emolumento per il rilascio di GO (all. 4 della revisione dell'ordinanza sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza nel settore dell'energia). Inoltre, le GO relative al gas devono essere annullate automaticamente nel sistema quando vengono utilizzate per la produzione di energia elettrica.

Cpv. 2: per gli importatori valgono in linea di principio le stesse regole applicate ai produttori ubicati sul territorio nazionale. Devono registrare una sola volta nella banca dati svizzera delle GO gli impianti di produzione dai quali importano carburanti e combustibili (i produttori esteri non sono tenuti a farlo). In seguito, al momento dell'importazione, dovranno registrare nella banca dati la quantità importata. Nella pratica, questi dati saranno forniti dall'UDSC e si baseranno sulla dichiarazione d'importazione. Nel caso di miscele di combustibili e carburanti rinnovabili e fossili, tali obblighi si riferiscono alla componente rinnovabile.

In virtù dell'articolo 31a della RED II riveduta, la banca dati dell'Unione dovrebbe entrare in funzione alla fine di novembre 2024, allo scopo di garantire la trasparenza e la tracciabilità di combustibili e carburanti sostenibili e l'armonizzazione dei flussi di dati tra gli Stati membri e le rispettive banche dati. Non appena questa soluzione dell'UE entrerà in funzione e sarà accessibile ai Paesi terzi, in futuro gli operatori svizzeri potrebbero eventualmente lavorare anche con la banca dati dell'Unione attraverso il sistema di GO. Tuttavia, i combustibili e i carburanti in equilibrio di massa⁷ possono essere registrati nella banca dati delle GO fin dall'inizio anche senza una banca dati dell'Unione, e la documentazione di accompagnamento delle forniture in equilibrio di massa può essere inserita nel sistema (v. par. successivo).

Cpv. 3: le importazioni in equilibrio di massa di combustibili o carburanti rinnovabili si contraddistinguono per la possibilità di mescolare merci aventi caratteristiche di sostenibilità diverse e provenienti da impianti diversi. Sarebbe quindi un onere sproporzionato imporre l'obbligo di registrare tutti gli impianti di produzione. In un sistema di GO, l'origine della merce è indubbiamente un'informazione fondamentale, ma per le importazioni in equilibrio di massa sono determinanti soprattutto le qualità ecologiche della merce, che vengono dimostrate nel sistema in equilibrio di massa secondo un sistema volontario previsto dall'articolo 30 paragrafo 4 della RED II riveduta. In questi casi si rinuncia quindi all'obbligo di registrazione degli impianti di produzione. I combustibili e i carburanti in equilibrio di massa sono registrati nel sistema di GO solo se la merce rinnovabile viene importata fisicamente. Il gas importato tramite condutture non viene registrato, poiché dopo l'immissione il gas rinnovabile si mescola con il gas naturale e in genere non arriva fisicamente in Svizzera.

Cpv. 4: vi sono ulteriori eccezioni agli obblighi di registrazione dell'impianto di produzione e dei combustibili e carburanti prodotti o importati tramite GO. Tali obblighi non si applicano alla produzione nazionale di piccole quantità di combustibili rinnovabili o idrogeno non rinnovabile che non viene utilizzato come combustibile (*lett. a*). La deroga non vale per la produzione nazionale di carburanti rinnovabili, poiché per l'attuazione della legislazione sull'imposizione degli oli minerali devono essere registrate tutte le quantità (anche quelle esigue). Il limite di quantità è stato posto a 20 kg, da un lato per non gravare amministrativamente sugli impianti di produzione molto piccoli, e dall'altro per assicurare che tutte le quantità rilevanti siano registrate nella banca dati.

⁷ Un equilibrio di massa secondo la RED II riveduta consente di miscelare le forniture fisiche di materie prime o carburanti rinnovabili con caratteristiche di sostenibilità diverse. La somma di tutte le partite prelevate dalla miscela ha le stesse caratteristiche di sostenibilità, nelle stesse quantità, della somma di tutte le partite aggiunte alla miscela.

Vigono alcune deroghe per gli importatori (*lett. b*). *Anzitutto* se i carburanti vengono importati esclusivamente come mezzi d'esercizio nel serbatoio di un veicolo o in un bidone di scorta conformemente all'articolo 17 della legge federale del 21 giugno 1996 sull'imposizione degli oli minerali (LIOM; RS 641.61). Per analogia, *in secondo luogo*, è esclusa dall'obbligo l'importazione di idrogeno come mezzo d'esercizio nei veicoli alimentati a celle a combustibile. *In terzo luogo*, ci possono essere situazioni in cui vengono importati fisicamente combustibili e carburanti per i quali l'impianto di produzione e la quantità sono già registrati in un sistema di GO estero. In questo caso, la quantità corrispondente di GO può essere trasferita direttamente nel sistema di GO svizzero. Un esempio potrebbe essere l'importazione di biogas liquefatto per il quale sono già state emesse GO nel Paese di esportazione.

Cpv. 5: gli importatori di certificati esteri di gas rinnovabili sono tenuti a registrarli nella banca dati delle GO. Se l'importazione avviene tramite un intermediario, questo deve essere registrato nel sistema per poter adempiere a tale obbligo.

Poiché il certificato fornisce le informazioni necessarie per il sistema di GO riguardo all'impianto di produzione, non è necessario che in questo caso gli impianti esteri siano registrati nel sistema. La registrazione dei certificati ha due motivazioni. *Anzitutto* offre un modo efficace per impedire che al di fuori del sistema di GO si sviluppi un mercato di certificati. *In secondo luogo*, dal punto di vista statistico è importante conoscere l'intera quantità di certificati esteri importati concernenti gas rinnovabili.

Art. 4c Annullamento

Cpv. 1: come regola generale le GO devono essere annullate quando viene utilizzato il plusvalore ecologico⁸ del combustibile o carburante cui esse fanno riferimento. In alcuni casi, ciò è legato al consumo della merce fisica alla base della GO. Il plusvalore ecologico rappresentato con la GO resta abbinato alla merce fisica. Tuttavia, GO e merci fisiche possono essere disaccoppiate nei casi di vendita del plusvalore ecologico di carburanti liquidi per i trasporti terrestri, carburanti per l'aviazione, carburanti liquidi oppure carburanti o combustibili gassosi immessi nella rete del gas (*lett. a*). Ciò significa che la quantità di energia e il plusvalore ecologico possono essere commercializzati separatamente. In questi casi, le GO da annullare possono corrispondere alla qualità ecologica della merce consegnata fisicamente, ma possono anche essere utilizzate per «rendere green» una fornitura fisica fossile del corrispondente combustibile o carburante. Il contenuto energetico e la designazione della merce indicati nella GO e quelli della merce consegnata fisicamente devono corrispondere. Si prenda ad esempio la vendita a un consumatore finale di 1000 kilowattora di biogas svizzero. Il gas naturale fossile viene fornito fisicamente con un contenuto energetico di 1000 kilowattora, che viene «reso green» mediante GO per biogas svizzero nella misura di 1000 kilowattora. A questo scopo non è consentito utilizzare GO con una designazione differente delle merci, ad esempio GO di bioetanolo. In riferimento alla commercializzazione di idrogeno attraverso la rete del gas ciò significa che, se l'idrogeno viene immesso nella rete svizzera del gas e viene venduta una miscela di gas, mediante GO è possibile rivendicare una quantità di idrogeno che va oltre la quota fisicamente prelevata dalla rete da parte dell'acquirente.

L'annullamento deve essere effettuato da chi cede il plusvalore ecologico a consumatori finali o stazioni di servizio. Può trattarsi del fornitore della merce fisica o della quantità di energia. Poiché le GO possono essere commercializzate separatamente dalla merce fisica, è altresì possibile che un attore diverso dal fornitore della merce fisica venda il plusvalore ecologico ai consumatori finali o a stazioni di servizio e debba quindi annullare le relative GO.

Le stazioni di servizio sono considerate grosso modo alla stregua di consumatori finali. L'annullamento non deve essere effettuato direttamente dai gestori delle stazioni di servizio ma, di norma, dai loro fornitori. Questo vale per le stazioni di servizio che forniscono carburante per il trasporto terrestre, senza includere gli impianti di rifornimento ubicati negli aeroporti. Le GO per i carburanti per l'aviazione che

⁸ Il «plusvalore ecologico» è il plusvalore che un combustibile-carburante rinnovabile presenta rispetto al combustibile-carburante convenzionale ricavato da energie non rinnovabili.

non sono già state computate ai fini dell'obbligo di miscelazione (v. cpv. 2) devono quindi essere annullate quando il plusvalore ecologico viene venduto ai consumatori finali, vale a dire alle compagnie aeree.

In altri casi, il plusvalore ecologico rimane abbinato alla merce fisica. Pertanto, il plusvalore ecologico si considera utilizzato quando il combustibile o il carburante cui esso fa riferimento viene consumato. Ciò vale ad esempio per combustibili o carburanti gassosi che non vengono immessi nella rete del gas svizzera e vengono ceduti a consumatori finali o stazioni di servizio (*lett. b*). Non è perciò ammessa la pura commercializzazione di GO di combustibili o carburanti gassosi provenienti da impianti di produzione senza immissione nella rete. Anche finora, tali quantità non potevano essere commercializzate attraverso il servizio di clearing del settore del gas. Anche in caso di consumo proprio le GO devono essere annullate in misura corrispondente alla quantità fisicamente consumata (*lett. c n. 1*), per esempio se il carburante viene consumato in loco o convertito in calore utilizzato in loco. Le GO vanno parimenti annullate in misura corrispondente alla quantità fisicamente consumata in caso di conversione in un altro vettore energetico (*lett. c n. 2*), ad esempio in caso di sfruttamento per generare elettricità o calore di cui non si usufruisce in loco.

Se un combustibile o un carburante viene esportato all'estero, è necessario assicurarsi che le relative GO siano cedute o annullate (*lett. c n. 3*), così da escludere che vengano utilizzate per uno strumento svizzero di politica climatica o energetica. Attualmente, le GO svizzere non sono accettate nell'UE, motivo per cui non possono essere trasferite all'esportazione della quantità di energia ma vanno annullate. Per l'esportazione fisica di miscele occorre dunque annullare il numero di GO corrispondente alla percentuale massima dell'intervallo di valori definito in una norma tecnica svizzera o europea per la frazione rinnovabile. Nel settore dell'aviazione fanno fede gli standard internazionali. Se l'esportatore può dimostrare che la percentuale rinnovabile della miscela è inferiore, si considera la percentuale inferiore. La prova del fatto che la frazione rinnovabile è inferiore alla quota massima prevista dalla norma tecnica pertinente può essere addotta, ad esempio, con un'analisi delle componenti fisiche rinnovabili, la prova della miscelazione (blending) o la documentazione d'accompagnamento della fornitura in equilibrio di massa.

Inoltre, i fornitori e i venditori di gas naturale devono comunicare trimestralmente al sistema di GO le quantità fornite come carburante a una stazione di servizio ai sensi dell'articolo 45e capoverso 3 OIOM. Poiché il gas naturale non viene registrato tramite GO, ciò non comporta l'emissione o l'annullamento di GO. La base giuridica della comunicazione si trova nell'OIOM.

Tutte le lettere dell'articolo 4c capoverso 1 si applicano anche all'idrogeno originariamente registrato nel sistema di GO come vettore energetico ma utilizzato come materia prima (p. es. nell'industria farmaceutica o chimica).

Cpv. 2: in alcuni casi, il plusvalore ecologico di combustibili o carburanti viene conteggiato già prima della fornitura a consumatori finali o stazioni di servizio. Ciò si applica ai casi in cui combustibili o carburanti rinnovabili vengono conteggiati, ad esempio, per programmi di compensazione nell'ambito dell'obbligo di compensazione degli importatori di carburanti, o qualora carburanti sintetici rinnovabili vengono ceduti a importatori di automobili nell'ambito delle prescrizioni sulle emissioni di CO₂ per i veicoli nuovi, o ancora quando carburanti per l'aviazione rinnovabili o a basso tenore di emissioni vengono conteggiati ai fini dell'obbligo di miscelazione. In questi casi, chi desidera vedersi autorizzato il computo del plusvalore ecologico deve provvedere affinché venga annullata una quantità corrispondente di GO. Le GO in questione, di conseguenza, non sono più disponibili per gli scopi dell'annullamento di cui al capoverso 1.

Cpv. 3: i titolari di GO effettuano l'annullamento nella banca dati dell'organo d'esecuzione entro la fine del trimestre. L'esecuzione tecnica dell'annullamento di GO di un determinato trimestre nella banca dati può avvenire fino al 25° giorno del mese successivo al trimestre in questione.

Cpv. 4: in linea di principio, il capoverso 1 lettera a prevede anche l'obbligo di annullamento per le GO rilasciate sulla base di certificati esteri per gas rinnovabili. Per chiarezza, tale disposizione viene ulte-

riormente precisata nel capoverso 4. Inoltre, il capoverso prescrive una frequenza di annullamento differente: diversamente dal caso delle sostanze che sono entrate fisicamente nel sistema svizzero, le GO basate su certificati esteri di gas rinnovabili devono essere annullate entro un anno solo se utilizzate nel mercato del calore volontario. Poiché queste GO vengono utilizzate solo nel mercato volontario e senza effetti fiscali, il pertinente onere per il settore può essere ridotto.

Art. 5 cpv. 1 lett. a, b ed e

Le esigenze tecniche per le GO per combustibili e carburanti e le diverse procedure (p. es. registrazione dell'impianto, rilascio della GO ecc.) sono disciplinate dal DATEC nell'OGOCC. Con la lettera e si intende l'utilizzo di GO come prova che il plusvalore ecologico di uno strumento di politica climatica o energetica viene computato, ad esempio, ai fini dell'obbligo di compensazione per gli importatori di carburante o nell'ambito di un impegno di riduzione.

Art. 7b

Ai sensi dell'articolo 10 capoverso 1 LEne, i Cantoni definiscono i territori adeguati. Devono tenere conto degli interessi della protezione del paesaggio e dei biotopi⁹ e della conservazione della foresta, nonché di quelli dell'agricoltura (protezione dei terreni coltivati e delle superfici per l'avvicendamento delle colture) (art. 10 cpv. 1^{er} LEne). All'interno di questi territori adeguati, godono di benefici gli impianti solari ed eolici di interesse nazionale che non si trovano all'interno di oggetti di cui all'articolo 5 LPN (cfr. art. 9a cpv. 4 LAEI). Ne deriva che la pianificazione e la realizzazione di impianti eolici e di estesi impianti solari si concentrano sui territori adeguati, preservando il paesaggio e gli spazi vitali al di fuori di tali aree.

Detti vantaggi fanno accrescere l'importanza dei territori adeguati e in particolare della ponderazione degli interessi completa che porta alla loro delimitazione. Per questo motivo è importante conoscere e considerare al livello opportuno le esigenze rilevanti già nel piano direttore. Pertanto, nelle prescrizioni di esecuzione si chiariscono i requisiti corrispondenti per la pianificazione dei territori adeguati.

Per determinare i territori adeguati, all'interno di aree «potenzialmente idonee» si tracciano i perimetri di possibili ubicazioni. Questi vengono poi valutati con una prima ponderazione degli interessi, conformemente al livello o in forma approssimativa, per comprendere quale sia la realizzabilità degli impianti¹⁰.

⁹ Dai dibattiti parlamentari risulta che il termine «protezione dei biotopi» va inteso in senso lato e quindi include anche la protezione della natura (Boll. Uff. 2023 N 1498).

¹⁰ Christoph Jäger/Andrea Schläppi, *Raumplanungsrechtliche Pflichten aus Art. 10 EnG*, perizia giuridica all'attenzione dell'ARE, Berna 2020, n. marg. 46 e 54. Si intendono per territori potenzialmente idonei quelli che tecnicamente si presterebbero alla produzione di elettricità per mezzo di energie rinnovabili (p. es. perché caratterizzati da una forza del vento sufficiente); per l'energia solare una chiara tracciatura delle aree potenzialmente idonee risulta più complessa. Nella delimitazione di specifici territori adeguati si dovrà anche considerare la modalità di sfruttamento dell'energia solare prevista per la zona in questione, ossia se un'area sia ritenuta idonea per l'utilizzo del solare termico o per il fotovoltaico.

Nella ponderazione degli interessi, i Cantoni devono tenere conto, tra l'altro, del fatto che si prevede di potenziare lo sfruttamento delle energie rinnovabili con determinati obiettivi, e che ciò costituisce un interesse nazionale¹¹ da porre in relazione con gli altri interessi, in particolare quelli di protezione. Il Parlamento ha menzionato esplicitamente alcuni di questi interessi nel nuovo articolo 10 capoverso 1^{ter} LEne. Anche se la disposizione ne enumera diversi, dai dibattiti parlamentari emerge comunque che il legislatore ha menzionato solo gli interessi che reputa particolarmente importanti. L'articolo 7*b* amplia l'elenco in modo non esaustivo per chiarire che devono essere comunque presi in considerazione tutti gli interessi rilevanti a livello di piano direttore (e quindi ai fini delle agevolazioni di cui all'art. 9a cpv. 4 LAEI) e deve essere effettuata una ponderazione completa degli interessi (art. 3 OPT).

L'articolo 6 capoverso 2 lettera b^{bis} della legge del 22 giugno 1979 sulla pianificazione del territorio (LPT; RS 700) già statuisce che i Cantoni devono elaborare i fondamenti per stabilire i territori adeguati. Tuttavia, attendendosi il Parlamento rilevamenti sufficienti e un'equilibrata ponderazione degli interessi, l'articolo 7*b* precisa che la determinazione dei territori adeguati deve basarsi su fondamenti che permettano una considerazione (al livello opportuno) di tutti gli interessi rilevanti. Soprattutto nei settori della protezione della natura (compresa la protezione delle specie) e del paesaggio, spesso controversi per questo tipo di impianti, si deve poter disporre di validi fondamenti e rilevamenti per l'imprescindibile ponderazione degli interessi. Non è necessario che tali fondamenti e rilevamenti vengano rielaborati ogni singola volta: se ne esistono già e soddisfano le esigenze, il Cantone può avvalersene per delimitare i territori adeguati.

Anche se ora il legislatore, nell'articolo 10 capoverso 1^{ter} LEne, cita esplicitamente alcuni interessi specifici che devono essere presi in considerazione nella definizione dei territori adeguati, non ne consegue sostanzialmente alcun requisito nuovo per le attività di pianificazione in questione. Già in precedenza si stabiliva che nella determinazione dei territori adeguati ai sensi dell'articolo 10 capoverso 1 LEne¹² si dovesse procedere a una ponderazione degli interessi completa e conforme al livello. A tal fine, le esigenze rilevanti al rispettivo livello, ad esempio nella procedura del piano direttore o del piano d'utilizzazione, devono essere determinate sulla base di fondamenti sufficientemente dettagliati.

La Confederazione ha verificato se queste esigenze erano soddisfatte già prima dell'ultima revisione della LEne, nel quadro dell'approvazione dei territori adeguati interessati (sia per l'energia eolica che per la forza idrica) nel piano direttore. I requisiti relativi al contenuto del piano direttore e alla ponderazione degli interessi sono stati fissati in modo relativamente stringente, ma i territori adeguati dovrebbero soddisfare anche i requisiti di cui all'articolo 8 capoverso 2 LPT, rendendo così superflua una seconda pianificazione direttrice per le specifiche ubicazioni degli impianti. È pertanto giustificato che le agevolazioni di cui all'articolo 9a capoverso 4 LAEI si possano applicare anche agli impianti eolici di interesse nazionale secondo l'articolo 12 LEne che sono destinati allo sfruttamento della forza eolica in un territorio adeguato già approvato. Il prerequisito è che i territori adeguati siano riportati sulla mappa del piano direttore indicando che lo stato di coordinamento è alla fase di definizione e che la ponderazione degli interessi sia spiegata chiaramente. In tale sede o nel piano direttore stesso vanno altresì specificati i requisiti necessari per il successivo piano d'utilizzazione.

La definizione di territori adeguati presenta vantaggi significativi, sia per la protezione della natura e del paesaggio sia per la produzione. I promotori di progetti beneficiano di maggiori probabilità di ottenere una licenza di costruzione, e sono quindi incentivati a pianificare entro il perimetro di territori adeguati. La conseguente concentrazione territoriale degli impianti di grande estensione dovrebbe a sua volta produrre uno sgravio per le altre zone, a tutto vantaggio anche della protezione della natura e del paesaggio. Per il resto, i Cantoni possono anche indicare territori e sezioni di corsi d'acqua che, in linea di massima, devono essere preservati.

¹¹ Jäger/Schläppi, n. marg. 45.

¹² Secondo il diritto previgente venivano definiti territori adeguati per la forza idrica e l'energia eolica. Ora si aggiunge il settore dell'energia solare.

Art. 9a Impianti solari di interesse nazionale

Ai sensi dell'articolo 12 capoverso 4 LEne, ora il Consiglio federale deve stabilire la grandezza e l'importanza richieste anche per gli impianti solari di interesse nazionale. Il concetto di «impianto solare» comprende sia gli impianti fotovoltaici che producono elettricità, sia gli impianti solari termici che producono calore. Questa disposizione è quindi neutrale sotto il profilo tecnologico.

Il Consiglio federale parte dal presupposto che i moduli degli impianti solari dell'ordine di grandezza necessario per il raggiungimento dell'interesse nazionale (v. cpv. 2 e 3) non possono essere installati sempre senza lasciare spazi vuoti o che un'installazione senza spazi vuoti non sarebbe sempre opportuna. Ciò si deve al fatto che tipicamente i territori in cui si potrebbe pensare di costruire tali impianti presentano ostacoli naturali (p. es. fossati, pareti scoscese, filari di alberi, zone esposte a pericoli naturali, biotopi incl. zone cuscinetto ecc.), infrastrutture (strade, impianti di risalita, edifici, linee elettriche ecc.) o altre utilizzazioni (piste da sci, alpeggi). Gli spazi vuoti tra i campi fotovoltaici possono anche essere dovuti, ad esempio, a caratteristiche sfavorevoli del terreno oppure a un'angolazione o un orientamento del pendio inadeguati. Il *capoverso 1* prevede pertanto che per la valutazione dell'interesse nazionale di un impianto solare siano determinanti i campi fotovoltaici disposti a una distanza esigua. In ogni caso, i campi fotovoltaici devono essere ubicati in un territorio delimitato ed eventuali spazi vuoti sono consentiti solo se giustificati oggettivamente: in altre parole, devono essere dovuti alle circostanze di cui sopra. Con queste due prescrizioni si chiarisce che più campi fotovoltaici possono essere considerati insieme solo se risultano interconnessi tra loro e cioè se, nonostante gli spazi vuoti, non si perde il carattere di impianto unico, e che non è consentito raggruppare campi fotovoltaici distanti tra loro solo per il raggiungimento dell'interesse nazionale. Si presuppone che vi sia una correlazione funzionale tra i vari campi. Deve essere l'autorità competente per il rilascio dell'autorizzazione a decidere se nel caso concreto le condizioni di cui sopra sono soddisfatte. A questo proposito si rinuncia intenzionalmente all'indicazione di una distanza massima tra i singoli campi fotovoltaici: appare sostanzialmente immaginabile anche una distanza di varie centinaia di metri tra i singoli campi, se si considerano le dimensioni degli impianti e i motivi menzionati a titolo esemplificativo.

I *capoversi 2 e 3* stabiliscono il valore soglia per il raggiungimento dell'interesse nazionale degli impianti solari. Per tenere conto dell'elevato interesse verso la produzione di elettricità e di calore nei mesi invernali, il criterio di misurazione è la produzione nel semestre invernale (da ottobre a marzo).

Per i nuovi impianti, il valore soglia è pari a una produzione media prevista di 5 GWh nel semestre invernale (*cpv. 2*). Tale valore corrisponde a una produzione annua di 10–12 GWh nelle Alpi e 15–19 GWh nell'Altopiano, ossia a un fabbisogno di superficie di 6–20 ettari. Anche per gli impianti solari termici si applica il valore di 5 GWh di produzione invernale (energia termica), equivalente nell'Altopiano a un fabbisogno di superficie di 6–8 ettari e un rendimento annuo di 15–20 GWh. Gli impianti ampliati e rinnovati sono di interesse nazionale se grazie all'ampliamento o al rinnovamento raggiungono il valore soglia per un nuovo impianto (*cpv. 3*). Vi è un rinnovamento quando i moduli esistenti alla fine della loro durata di utilizzazione vengono sostituiti con moduli nuovi. Se vengono installati moduli aggiuntivi, si tratta di un caso di ampliamento.

Sezione 2a Incremento della produzione di elettricità d'inverno

Art. 9a^{bis} Progetti in oggetti d'importanza nazionale iscritti in inventari secondo l'articolo 5 LPN

L'attuazione di misure di protezione, di ripristino, di sostituzione o di compensazione deve rimanere la regola (Boll. Uff. 2023 N 423). L'articolo 9a^{bis} precisa il carattere eccezionale della nuova disposizione legale all'articolo 12 capoverso 3^{bis} LEne. Occorre partire dal presupposto che di regola vi è la possibilità di attuare le misure di protezione e di ripristino e che dunque non è necessario rinunciarvi del tutto. La rinuncia alle misure di sostituzione è opportuna solo se non possono essere adeguatamente attuati nell'ambito del progetto o non vi è possibilità di attuarli. Le autorità competenti dispongono di un certo margine di manovra al riguardo. Le misure di compensazione riguardano esclusivamente le centrali

idroelettriche ad accumulazione di cui all'allegato 2 LAEI, non sono limitati all'ubicazione dell'impianto (v. art. 9a^{quater} cpv. 2) e pertanto non dovrebbe essere necessario rinunciarvi.

Art. 9a^{ter} Centrali idroelettriche ad accumulazione per l'incremento della produzione di elettricità in inverno

Dall'interpretazione inversa dell'articolo 9a capoverso 3 lettera a LAEI risulta che non vi è alcun obbligo di pianificazione laddove non si preveda di realizzare una centrale elettrica in un nuovo sito ma solo, ad esempio, di innalzare la diga. Le infrastrutture parzialmente necessarie per tali progetti, come strade nuove o lo spostamento di strade esistenti, sono elencate, in parte esplicitamente, nell'allegato 2 LAEI per i relativi progetti di ampliamento e sono quindi esonerate dall'obbligo di pianificazione. L'enumerazione dell'allegato 2 LAEI, tuttavia, può essere incompleta. L'articolo 9a^{ter} chiarisce quindi che anche le infrastrutture non elencate nell'allegato 2 LAEI che sono correlate alla costruzione o all'ampliamento delle centrali elettriche (p. es. lo spostamento di una strada) sono esentate dall'obbligo di pianificazione, per evitare che per questo motivo uno dei progetti previsti dal legislatore nell'allegato 2 LAEI non possa essere attuato.

Art. 9a^{quater} Misure di compensazione

Secondo la dichiarazione congiunta della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica del 13 dicembre 2021, le misure di compensazione aggiuntive per la protezione della biodiversità e del paesaggio, ora previste nell'articolo 9a capoverso 3 lettera e LAEI, *devono generare il massimo valore aggiunto in termini di biodiversità e paesaggio nonché compensare eventuali danni all'ambiente e al paesaggio per i quali i provvedimenti sostitutivi non prevedono una copertura. Questi devono essere stabiliti in aggiunta alle misure necessarie previste dalla legge federale del 24 gennaio 1991 sulla protezione delle acque (LPAC; RS 814.20) e dalla LPN (p. es. provvedimenti di sostituzione secondo la LPN, deflussi residuali adeguati, risanamento degli impianti idroelettrici), unitamente al rilascio delle concessioni o all'autorizzazione dell'utilizzazione. Tali misure di compensazione aggiuntive devono essere oggetto di trattative specifiche al singolo progetto tra i Cantoni, i gestori e le organizzazioni ambientaliste*¹³. Le condizioni di attuazione delle prescrizioni legali già esistenti (p. es. cessione di deflussi residuali adeguati solo al rinnovo della concessione, risanamento degli impianti idroelettrici entro il 2030) non vengono tuttavia modificate.

La legislazione sulla protezione della natura non definisce il concetto di misure di compensazione. Si tratta quindi di nuove misure che vanno oltre le disposizioni di legge previgenti e devono essere prese in considerazione esclusivamente in relazione ai progetti di cui all'articolo 9a capoverso 3 LAEI. Le misure devono avere lo scopo di compensare eventuali nuovi impatti cumulati sull'ambiente e sul paesaggio.

Le misure di compensazione riguardano gli aspetti di pianificazione del territorio o l'interrelazione tra il potenziamento della produzione di elettricità a partire da energie rinnovabili e la protezione, segnatamente dell'ambiente e della biodiversità. Pertanto, le disposizioni d'esecuzione delle misure di compensazione trovano una collocazione migliore nell'OEn piuttosto che nell'OAEI. L'articolo 9a^{quater} precisa i criteri in base ai quali vanno determinate le misure di compensazione.

Il vantaggio di una misura di compensazione che comporta una valorizzazione di un perimetro in termini di ambiente o paesaggio può essere valutato, ad esempio, in base alla superficie o alla sezione del corso d'acqua in cui la misura dovrebbe produrre i suoi effetti. Il potenziale per la biodiversità e il paesaggio può essere valutato sulla base del plusvalore ecologico o paesaggistico potenzialmente realizzabile nel perimetro. Inoltre, il vantaggio della misura di compensazione si può valutare in base a quanto essa può ridurre il grado di compromissione attuale dovuto a un intervento precedente, confrontando lo stato attuale con quello futuro, ottenibile attuando la misura.

¹³ Cfr. n. 3 della dichiarazione congiunta della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica.

Diversamente dalle note misure sostitutive della legislazione sulla protezione della natura, le misure di compensazione presentano maggiore flessibilità in relazione alle possibilità e alle esigenze territoriali, strumentali e funzionali (lett. a). Con le misure di compensazione si pensa in primo luogo alla valorizzazione della biodiversità e del paesaggio da parte dei gestori delle centrali idroelettriche ad accumulazione. Tuttavia, in termini spaziali le misure non devono limitarsi all'impianto, essendo possibile realizzarle anche in un'area differente.

Oltre alle rivalutazioni, si possono effettuare anche interventi di messa sotto protezione (lett. b), che devono essere pianificati dalle autorità e possono contemplare anche altri tipi di habitat oltre a quelli toccati dal progetto. Un esempio di messa sotto protezione è il regolamento concernente la protezione collegato alla concessione, ideato nel Cantone di Uri all'interno dello schema di protezione e utilizzazione delle energie rinnovabili.

Secondo la dichiarazione congiunta della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica, le misure di compensazione devono essere negoziate tra le associazioni ambientaliste, i gestori e i Cantoni. Tuttavia, non si tratta di misure aggiuntive volontarie. Le misure di compensazione devono quindi essere definite in ultima analisi dalle autorità competenti e stabilite in maniera vincolante nella concessione o nella licenza di costruzione. Le misure di compensazione imposte dalle autorità devono essere nell'interesse pubblico e proporzionate (art. 5 della Costituzione federale¹⁴), segnatamente anche per quanto riguarda i loro costi. Tra i costi rientrano sia quelli diretti sostenuti dalle autorità o dal gestore dell'impianto, sia quelli indiretti come il mancato guadagno o i canoni per i diritti d'acqua non realizzati come conseguenza della riduzione del potenziale di produzione di energia. Nel complesso, i costi diretti e indiretti delle misure di compensazione devono essere proporzionati ai vantaggi per l'economia generale e al nuovo impatto del progetto energetico sulla biodiversità e sul paesaggio (lett. c); in altre parole, quanto maggiore è il vantaggio per l'economia generale o l'impatto del progetto sull'ambiente, tanto maggiore deve essere il beneficio ottenuto con le misure di compensazione.

Art. 10 cpv. 3

I costi e la remunerazione per i potenziamenti della rete necessari sono ora disciplinati negli articoli 13e e 13f OAEI; l'ultimo periodo del capoverso 3 dell'articolo 10 viene quindi cancellato. Nella versione tedesca dell'ordinanza, il termine «Erschliessungsleitungen» viene sostituito con «Anschlussleitungen» per applicare la medesima terminologia dell'OAEI. Nella versione italiana si mantiene il termine «linee di raccordo».

Art. 11 cpv. 2

Dato che l'articolo 14 capoverso 3 amplia la definizione del luogo di produzione aggiungendo le linee di raccordo e il punto di raccordo alla rete, ora può essere utilizzata per il consumo proprio una parte limitata della rete di distribuzione. Ciò impone un adeguamento della definizione di produzione eccedente, la quale corrisponde ora alla quantità di elettricità effettivamente immessa nella rete del gestore che non viene utilizzata per il consumo proprio.

Art. 14 cpv. 3

Mentre finora il luogo di produzione era limitato dal fatto che l'elettricità autoprodotta doveva essere consumata senza interessare la rete di distribuzione, ora la possibilità di utilizzare la linea di raccordo lo amplia. Per il consumo proprio, ora possono essere utilizzate anche le linee di raccordo e il rispettivo punto di raccordo alla rete (denominato anche «punto di congiunzione» nella documentazione del settore), a condizione che l'infrastruttura elettrica corrispondente si trovi a un livello di tensione inferiore a 1 kV (livello di bassa tensione). Ciò indipendentemente dalla questione di come siano state finanziate le relative linee di raccordo. Ciò consente, ad esempio, ai proprietari fondiari di edifici già esistenti di formare un RCP tra loro senza dover posare ulteriori linee. Per garantire ciò, l'utilizzo comprende sia il

¹⁴ RS 101

punto di raccordo alla rete in quanto tale (morsetti di uscita della distribuzione a bassa tensione nella cabina di trasformazione o morsetti di uscita nella cabina di distribuzione), sia l'infrastruttura elettrica locale presso il punto di raccordo, quali ad esempio le sbarre collettrici e gli impianti di protezione in una cabina di distribuzione o la distribuzione a bassa tensione all'interno di una cabina di trasformazione. Se il punto di raccordo alla rete è un morsetto di derivazione su una linea aerea o interrata, di norma non è possibile condividere le linee di raccordo. La possibilità di utilizzare linee di raccordo per il consumo proprio non modifica i ruoli e le responsabilità in materia di diritto dell'elettricità. Le linee di raccordo continuano a fare parte della rete di distribuzione del gestore di rete (cfr. art. 2 cpv. 2 dell'ordinanza del 7 novembre 2001 sugli impianti elettrici a bassa tensione, OIBT; RS 734.27), pertanto la responsabilità della manutenzione spetta ancora al gestore della rete di distribuzione.

Art. 16 Partecipazione di locatari e affittuari al raggruppamento

Per una migliore visione d'insieme, le disposizioni relative al conteggio della fornitura di energia elettrica in caso di partecipazione di locatari e affittuari al raggruppamento, finora contenute nell'articolo 16, vengono trasferite nei due nuovi articoli 16a e 16b. L'articolo 16 comprende quindi gli ex *capoversi* 4–7, ripresi pressoché senza modifiche. Il rimando contenuto nel capoverso 2 lettera b è stato adeguato.

Art. 16a Conteggio dei costi esterni di un raggruppamento

L'articolo 16a disciplina il conteggio dei costi esterni, intesi, ai sensi del *capoverso* 1, come tutti i costi che vengono fatturati dal fornitore di energia o dal gestore della rete di distribuzione per l'elettricità acquistata esternamente e per la misurazione del raggruppamento (*lett. a*). Se il raggruppamento comprende più punti di misurazione gestiti dal gestore di rete, questi rientrano tutti nei costi esterni. Il gestore di rete addebita quindi al raggruppamento, e non individualmente ai singoli partecipanti all'RCP, i costi complessivi per la misurazione. La *lettera b* disciplina la gestione dei costi che possono insorgere negli RCP più ampi, ad esempio in un nuovo quartiere RCP, per un'eventuale rete privata e trasformatori privati per la distribuzione interna al raggruppamento (v. n. 2.2). Poiché una tale rete viene utilizzata per distribuire sia l'elettricità acquistata esternamente che quella prodotta e acquistata internamente, anche i relativi costi devono poter essere imputati proporzionalmente ai costi esterni e a quelli interni, in funzione delle rispettive quantità di elettricità acquistate. Una rete per la distribuzione di elettricità all'interno dell'RCP deve essere chiaramente differenziata dall'infrastruttura per la distribuzione di elettricità all'interno di un edificio (impianto a bassa tensione). Per quest'ultima, indipendentemente dalla ripartizione dei costi, il proprietario rimane l'unico responsabile della sicurezza e della prevenzione dei guasti (cfr. art. 20 della legge del 24 giugno 1902 sugli impianti elettrici [LIE; RS 734.0] e art. 5 cpv. 1 OIBT). Il punto di distinzione è costituito tipicamente dai morsetti d'ingresso del ruttore di sovrintensità.

I costi per l'acquisto esterno di elettricità continuano a essere addebitati ai locatari e affittuari in funzione del consumo, come in precedenza (*cpv. 2*). Fanno eccezione i costi per la misurazione del raggruppamento, che sono dovuti per punto di misurazione del gestore della rete di distribuzione e quindi devono essere addebitati ai locatari.

Ora il *capoverso* 3 stabilisce un tetto massimo anche per i costi esterni, se includono i costi relativi a una rete per la distribuzione interna di elettricità (*cpv. 1 lett. b*): per un partecipante all'RCP non possono essere maggiori, per quanto riguarda la corrispondente quantità di elettricità acquistata esternamente, di quanto sarebbero se non partecipasse all'RCP. Per i proprietari fondiari, in genere questo non dovrebbe essere un problema, perché a causa delle sue dimensioni l'RCP dovrebbe appartenere regolarmente a un gruppo di clienti diverso da quello in cui si troverebbero i singoli partecipanti, e quindi beneficiare di costi di rete inferiori. Inoltre, i proprietari fondiari sono liberi come in passato (ossia prima della modifica dell'art. 17 cpv. 4 LEn) di far valere i costi relativi a una rete per la distribuzione interna di elettricità nei costi di costruzione o nella locazione. Va da sé che in questo caso i costi non possono essere addebitati in aggiunta attraverso il prezzo dell'elettricità.

Art. 16b Conteggio dei costi interni di un raggruppamento

Oltre ai costi esterni di cui all'articolo 16a, un RCP sostiene anche costi interni.

Il *capoverso 1* elenca i costi che sono considerati interni. Come in passato, essi comprendono i costi per l'energia prodotta internamente (*lett. a*) e i costi per la misurazione interna (privata), la fornitura dei dati e il conteggio del raggruppamento (*lett. b*). Naturalmente, i costi per la misurazione possono essere addebitati come costi interni solo se si tratta di misurazioni (private) effettuate all'interno dell'RCP. I costi attinenti alla misurazione dell'RCP stesso, anche se composto da più punti di misurazione, rientrano nei costi esterni di cui all'articolo 16a. Per analogia con l'articolo 16a capoverso 1 lettera b si aggiunge ora che possono valere come costi interni anche i costi legati a un'eventuale rete per la distribuzione interna di elettricità negli RCP di grandi dimensioni, nella misura in cui essa serve a distribuire l'elettricità prodotta e consumata internamente (*lett. c*); come in passato, questi costi possono essere addebitati anche tramite il canone di locazione.

Il *capoverso 2* riprende il tenore della disposizione vigente in merito al conteggio forfettario dei costi interni, apportando qualche modifica redazionale di lieve entità. Ai locatari e affittuari può quindi essere addebitato come costi interni un massimo dell'80 per cento dell'importo che, in caso di mancata partecipazione al raggruppamento, comporterebbe l'acquisto del prodotto elettrico standard esterno per la quantità di elettricità corrispondente. Eventuali costi secondo il capoverso 1 lettera c (costi proporzionali per una rete per la distribuzione interna di elettricità) sono inclusi nell'importo forfettario dell'80 per cento.

In alternativa, ai sensi del *capoverso 3* i proprietari fondiari hanno anche la possibilità di addebitare ai partecipanti al raggruppamento, come in passato, i costi effettivamente sostenuti, tenendo conto dei ricavi conseguiti attraverso la vendita esterna dell'energia prodotta internamente (*lett. a*). Come in passato, il limite massimo è rappresentato dai costi che i singoli partecipanti sosterrrebbero per acquistare una quantità di elettricità corrispondente se non facessero parte del raggruppamento (*lett. b*). Il limite per i costi interni rimane invariato anche se includono i costi proporzionali per una rete per la distribuzione interna di elettricità. Qualora i costi interni (incl. eventuali costi secondo il cpv. 1 lett. c), dedotti i ricavi di cui al capoverso 3 lettera a, risultino inferiori ai costi che in caso di mancata partecipazione al raggruppamento i singoli locatari e affittuari sosterrrebbero per acquistare una quantità di elettricità corrispondente, come in passato il proprietario fondiario può addebitare anche un importo pari al massimo alla metà della differenza (*lett. c*).

Art. 18 cpv. 2 e 5–7

La modifica del capoverso 2 è di carattere formale. La LAEI è ora menzionata nell'ingresso, motivo per cui il rimando viene modificato.

Analogamente alla regolamentazione per le comunità locali di energia elettrica, i gestori di rete notificano ai proprietari fondiari entro 15 giorni lavorativi le informazioni necessarie per la costituzione di un raggruppamento ai fini del consumo proprio avvalendosi di linee di allacciamento (*cpv. 5*). Ciò include, ad esempio, la comunicazione della topologia di rete, delle connessioni alla rete e dei nomi e indirizzi dei consumatori finali, degli impianti di produzione e dei sistemi di stoccaggio interessati dalla costituzione di un raggruppamento virtuale.

La costituzione di un RCP non può fallire perché un consumatore finale non vuole partecipare all'RCP (art. 17 cpv. 3 primo periodo LENE). Per questo motivo, i gestori di rete sono tenuti a continuare a rifornire i consumatori finali in questione e a mettere a disposizione dell'RCP i dati necessari per procedere al conteggio interno ai sensi degli articoli 16a e 16b (*cpv. 6*). Tipicamente ciò avviene nelle case plurifamiliari in cui, in caso di mancata partecipazione di alcuni consumatori finali, in passato potevano rendersi necessari complessi cablaggi separati che rendevano poco attraente la costituzione di un RCP.

Affinché in un raggruppamento virtuale, costituito da diversi punti di misurazione del gestore della rete di distribuzione, i costi esterni e interni possano essere fatturati individualmente ai partecipanti all'RCP,

il raggruppamento si basa sui dati del profilo di carico dei singoli partecipanti misurati dal gestore della rete e sui dati del profilo di carico della misurazione della produzione o della produzione eccedente. A tal fine, i gestori di rete devono mettere gratuitamente a disposizione del raggruppamento questi dati nella qualità necessaria (cpv. 7). Risulta inoltre dall'articolo 17^a^{bis} capoverso 6 LAEl che, a partire dal 2026, i consumatori finali, i produttori e i gestori degli impianti di stoccaggio possono richiamare i propri dati di misurazione nel momento della loro registrazione in un formato di dati usuale a livello internazionale e per il tramite di un'interfaccia del sistema di misurazione intelligente. Ciò è di particolare rilevanza per quanto riguarda le ottimizzazioni energetiche all'interno di un raggruppamento e si applica senza limitazioni.

Si precisa inoltre, in relazione al capoverso 1 lettera a, un aspetto che nella prassi genera continue difficoltà: la partecipazione di locatari a un raggruppamento e la conseguente disdetta al gestore di rete devono essere notificate al gestore di rete dai proprietari fondiari o dal rappresentante dell'RCP (art. 18 cpv. 1 lett. a OEn). Ciò può avvenire presentando le firme individuali dei locatari interessati, oppure il proprietario fondiario o il rappresentante può confermare il consenso dei locatari comunicando la corrispondente variazione del contratto di locazione (nel caso in questione: la partecipazione all'RCP) per mezzo del modulo cantonale prescritto per le modifiche dei contratti di locazione, confermando altresì che il locatario non ha optato per il servizio universale.

Art. 20a Programmi a livello nazionale

Con l'articolo 20a, il Consiglio federale dà attuazione ai nuovi programmi a livello nazionale previsti dall'articolo 32 capoverso 2 LEne.

Secondo l'articolo 20a capoverso 1 devono essere attuati i programmi per misure per cui il potenziale di risparmio ancora disponibile non è sufficientemente sfruttato dalle procedure di gara esistenti di cui all'articolo 32 capoverso 1 LEne. Con i programmi a livello nazionale si colmano perciò in modo mirato le lacune di promozione delle procedure «classiche». Un ulteriore requisito per le misure contenute nei nuovi programmi a livello nazionale è che si tratti di misure che possono essere attuate in forma identica o molto simile in un gran numero di economie domestiche o imprese e per le quali, perciò, l'effetto di risparmio può essere calcolato con una formula standardizzata e semplice (modello di impatto). Grazie al modello di impatto standardizzato, le misure possono essere iscritte al programma fornendo pochi dati tecnici di facile individuazione da parte delle economie domestiche, delle imprese o di terzi (p. es. consulenti energetici) interessati. In questo modo, le difficoltà d'accesso che potrebbero impedire l'attuazione di un programma di questo tipo sono minime, il potenziale di risparmio è elevato e le spese legate all'attuazione sono mantenute entro limiti ragionevoli. Un esempio di una possibile misura che si potrebbe promuovere nell'ambito di programmi a livello nazionale è la sostituzione delle pompe di circolazione nelle imprese e nelle economie domestiche.

Secondo il capoverso 1 lettera a, i programmi a livello nazionale intervengono in particolare anche per le misure che non riescono a imporsi nei bandi di gara a causa di un rapporto efficacia-costi svantaggioso. In linea di massima, pertanto, i programmi a livello nazionale dovrebbero avere un rapporto efficacia-costi peggiore di quello dei programmi dei bandi di gara tradizionali. Secondo l'articolo 20a capoverso 2, il rapporto efficacia-costi (onere d'esecuzione incluso) dei nuovi programmi a livello nazionale non deve scostarsi da quello dei bandi di gara secondo l'articolo 32 capoverso 1 LEne. In questo modo, il legislatore stabilisce che l'efficacia rispetto ai costi non può essere arbitrariamente bassa, ma deve comunque essere tale da poter trarre beneficio in particolare da un'attuazione standardizzata e un'adeguata gradualità sotto il profilo quantitativo.

Art. 22 cpv. 1, frase introduttiva

La frase introduttiva viene integrata con «e i programmi a livello nazionale».

Art. 36 cpv. 1

L'espressione «valori indicativi» è sostituita con «valori obiettivo», come previsto dalla LENE agli articoli 2 e 3.

Art. 36a Mutui di tesoreria

Secondo l'articolo 37a LENE, l'Amministrazione federale delle finanze (AFF) può accordare al Fondo per il supplemento rete, al fine di coprire picchi di investimento, mutui di tesoreria per un importo non superiore al doppio dei ricavi medi annui del supplemento rete calcolati sull'arco di cinque anni. Poiché questo anticipo di liquidità non è assoggettato al freno all'indebitamento, il denaro va rimborsato entro sette anni mediante i ricavi del supplemento rete (art. 37a cpv. 3 LENE). Inoltre, i mutui devono essere remunerati conformemente ai tassi d'interesse usuali sul mercato (art. 37a cpv. 4 LENE).

L'articolo 36a stabilisce che l'UFE e l'AFF regolano di comune accordo i dettagli per la concessione e il rimborso dei mutui.

Art. 51a Obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica

Il *capoverso 1* stabilisce che i fornitori di elettricità devono raggiungere per ogni anno civile miglioramenti dell'efficienza energetica pari a una percentuale della loro quantità di riferimento di elettricità venduta. La quantità di riferimento di elettricità venduta è definita come la vendita di elettricità dell'ultimo anno civile notificato, meno le singole forniture secondo il *capoverso 2*. Le quantità vendute per anno civile devono essere notificate ogni anno all'UFE (v. art. 51f). Per garantire un'introduzione graduale del nuovo strumento, nei primi anni la percentuale viene aumentata in maniera progressiva:

- per il 2025 nessuna indicazione;
- per il 2026 1,0 per cento;
- per il 2027 1,5 per cento;
- a partire dal 2028 2,0 per cento.

I fornitori di elettricità con una quantità di riferimento di elettricità venduta inferiore a 10 GWh l'anno sono esonerati dal conseguimento di questo obiettivo. Per questi fornitori, l'onere d'esecuzione sarebbe proporzionato rispetto ai risparmi aggiuntivi ottenuti. Non sono disponibili informazioni precise sul numero di fornitori di elettricità interessati. Tuttavia, l'UFE presuppone che, in virtù dell'obbligo di comunicazione nell'ambito dell'etichettatura dell'elettricità, saranno più di 250 quelli con una quantità di riferimento di elettricità venduta inferiore a 10 GWh. Pertanto, si stima che saranno all'incirca 350–400 i fornitori di elettricità che, con un limite di vendita fissato a 10 GWh, avranno in futuro un obiettivo da raggiungere. I fornitori per i quali vengono stabiliti degli obiettivi dovrebbero coprire più del 95 per cento del consumo nazionale di elettricità. L'UFE calcola la quantità di riferimento di elettricità venduta e ogni anno, entro il 30 giugno, fissa l'obiettivo per l'anno civile successivo per i singoli fornitori con una quantità di riferimento di elettricità venduta pari o superiore a 10 GWh (*cpv. 3*).

Per determinare la quantità di riferimento di elettricità venduta e quindi l'obiettivo, non vengono prese in considerazione le forniture di elettricità ai consumatori finali i cui costi per l'elettricità ammontano almeno al 20 per cento del valore aggiunto lordo (intensità elettrica) e che soddisfano le condizioni per il rimborso del supplemento rete ai sensi dell'articolo 40 LENE (*cpv. 2 lett. a*). In questo modo, nelle intenzioni del legislatore (art. 46b cpv. 6 LENE), si garantisce che i fornitori di elettricità non addossino alcun costo a singoli consumatori finali che consumano grandi quantità di elettricità. Nel complesso, questi consumatori finali rappresentano meno del 5 per cento del consumo annuo di elettricità in Svizzera. Poiché i fornitori di elettricità potrebbero non essere a conoscenza di quali dei loro clienti soddisfano i requisiti in questione, l'UFE contatterà annualmente le imprese interessate nell'ambito del rimborso del supplemento rete invitandole a informare tempestivamente i propri fornitori di elettricità. Inoltre, l'UFE sta valutando la possibilità di pubblicare annualmente, entro la fine di giugno, un elenco dei consumatori finali caratterizzati da elevata intensità elettrica che soddisfano le condizioni di cui alla lettera a, purché essi abbiano dato il proprio consenso. Nel caso in cui si oppongano alla pubblicazione o non contattino in

tempo utile i propri fornitori di elettricità, queste imprese accettano che i costi di produzione degli incrementi dell'efficienza vengano addebitati loro in aggiunta ai costi dell'energia elettrica.

Oltre ai volumi di vendita riguardanti consumatori finali a elevata intensità elettrica, vengono dedotte anche le forniture di elettricità esentate dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete di cui all'articolo 14a capoverso 1 LAEI, vale a dire per il fabbisogno proprio di centrali elettriche, per l'azionamento di pompe in centrali di pompaggio e per gli impianti di stoccaggio senza consumo finale (*cpv. 2 lett. b*).

I consumatori finali che esercitano il diritto di accesso alla rete secondo l'articolo 11 capoverso 2 OAEI possono acquisire l'elettricità sul mercato, anche da più fornitori (acquisizione strutturata). Al fine di garantire una regolamentazione uniforme (anche con obbligo di etichettatura dell'elettricità), è responsabile dell'incremento dell'efficienza il fornitore di elettricità nel cui bilancio figura il punto di misurazione. La quantità di riferimento di elettricità venduta si riferisce quindi alla fornitura effettiva del fornitore di elettricità al consumatore finale sulla base dei punti di misurazione.

Art. 51b Misure computabili

I miglioramenti dell'efficienza energetica si concretizzano con un approccio basato su misure, paragonabile agli attuali approcci applicati alle convenzioni sugli obiettivi per le imprese nell'ambito dell'attuazione della LEno o dell'articolo relativo ai grandi consumatori. Le misure possono portare a un incremento dell'efficienza sia attraverso la sostituzione o il retrofit sia con l'ottimizzazione dell'esercizio di apparecchi, impianti, veicoli o loro componenti. Tuttavia, non limitano in alcun modo le vendite di elettricità dai fornitori di elettricità ai consumatori finali. Affinché una misura sia ammissibile e quindi computabile (*cpv. 1*):

- a. deve corrispondere alle migliori tecnologie disponibili. Deve quindi essere una soluzione a minor consumo energetico rispetto a una soluzione standard del settore. Le misure attuate devono sempre consentire un ulteriore risparmio di elettricità (p. es. attraverso una regolazione e una configurazione ottimali). In questo modo si garantisce che i risparmi di elettricità computati si aggiungano al risanamento naturale o prescritto oppure all'ottimizzazione dell'esercizio che si verificherebbero anche senza oneri aggiuntivi. Nel caso in cui la soluzione standard del settore corrisponda già alla tecnologia più efficiente, queste misure non sono considerate computabili;
e
- b. i risparmi di elettricità conseguiti devono essere quantificabili in modo plausibile e comprensibile. La procedura per determinare i risparmi di elettricità può basarsi su un approccio metrologico o matematico.

I risparmi annuali di elettricità generati dalle misure (cioè la differenza tra il consumo di elettricità prima e dopo l'attuazione della misura) sono calcolati per la durata tipica degli effetti delle rispettive misure (*cpv. 2*). In caso di sostituzione di impianti o apparecchi, la durata degli effetti equivale al loro ciclo di vita abituale.

Art. 51c Misure non computabili

Non tutte le misure sono computabili per il raggiungimento dell'obiettivo (*cpv. 3*). Non sono computabili le misure che, per effetto di una prescrizione legale della Confederazione, devono essere attuate in forma simile o identica o che sono previste nel modulo di base del MoPEC 2014 (*lett. a*). Non sono computabili nemmeno le misure per le quali la Confederazione, un Cantone o un Comune ha erogato aiuti finanziari (*lett. b*).

Ai fini della determinazione della quantità di riferimento di elettricità venduta non si tiene conto delle vendite a consumatori finali caratterizzati da elevata intensità elettrica notificate tempestivamente all'UFE (art. 51a *cpv. 2 lett. a*). Comprensibilmente, le misure adottate presso questi consumatori finali non sono computabili (*lett. c*). Le misure presso consumatori finali caratterizzati da elevata intensità le

cui vendite di elettricità sono state considerate per determinare la quantità di riferimento di elettricità venduta sono comunque computabili.

In linea di principio, le misure possono essere attuate presso le imprese che hanno concluso con la Confederazione o un Cantone una convenzione sugli obiettivi. Tuttavia, queste misure possono essere computate solo per un singolo strumento, cioè per il raggiungimento dell'obiettivo di incremento dell'efficienza o di quanto stabilito nella convenzione sugli obiettivi (*lett. d*). L'economicità delle misure non è rilevante sotto questo profilo.

Infine, non sono computabili le misure che non sono permanenti (*lett. e*) o che mirano solamente a indurre un cambiamento nel comportamento di uno o più consumatori finali (*lett. f*).

Per evitare effetti di trascinamento, è necessario che le misure attuate prima dell'entrata in vigore della presente ordinanza non siano computabili (fatta eccezione per le misure interessate dalle disposizioni transitorie di cui all'art. 80b).

Art. 51d Misure standardizzate

Le misure standardizzate sono misure che si possono attuare in modo uniforme presso diversi consumatori finali. Si tratta quindi di misure tipiche della specifica tecnologia e del settore che vengono attuate sistematicamente e in gran numero nella stessa forma o in una forma molto simile. Le misure standardizzate sono stabilite dall'UFE e quindi non necessitano di una sua verifica e approvazione preliminare per poter essere computate nell'obiettivo.

Il risparmio di elettricità conseguito con le varie misure standardizzate è calcolato risp. misurato e dimostrato ex ante mediante un protocollo di risparmio allestito dalla Confederazione. Oltre al calcolo del risparmio energetico, il protocollo di risparmio stabilisce anche i requisiti tecnici e la documentazione di prova necessari. L'UFE pubblica ogni anno la lista delle misure standardizzate valide e i rispettivi protocolli di risparmio e, se necessario, li adegua. I protocolli di risparmio che non sono più validi a causa di una revisione si possono continuare a utilizzare per la notifica delle rispettive misure per un determinato periodo transitorio. I dettagli sono stabiliti in una linea guida sugli incrementi di efficienza.

Art. 51e Misure non standardizzate

Diversamente dalle misure standardizzate, quelle non standardizzate sono sottoposte a un esame preliminare di computabilità da parte della Confederazione e devono adempiere almeno i requisiti di cui all'articolo 51b. Per l'esame vanno presentati all'UFE almeno i seguenti documenti (*cpv. 1*):

- a. una descrizione dettagliata della misura, che includa tra l'altro:
 - lo stato attuale, come pure
 - lo stato previsto orientato alla migliore tecnologia disponibile (v. art. 51b cpv. 1 lett. a);
- b. una descrizione dettagliata della procedura seguita per misurare o calcolare il risparmio di elettricità (v. art. 51b cpv. 1 lett. b).

Dopo aver esaminato i documenti presentati, se riscontra ambiguità e/o informazioni o dati incompleti l'UFE ha la possibilità di dichiarare computabile una misura non standardizzata imponendo determinati oneri e condizioni (*cpv. 2*). L'UFE può eventualmente rifiutare una misura non standardizzata che non soddisfa i requisiti di cui all'articolo 51b. Per consentire la dovuta comunicazione del risparmio di elettricità conseguito con l'attuazione delle misure (v. art. 51f), l'UFE stabilisce un apposito protocollo di risparmio e lo mette a disposizione del richiedente per la misura computabile (*cpv. 3*). Il protocollo in questione riporta anche gli eventuali oneri e condizioni. I protocolli di risparmio per misure non standardizzate non vengono pubblicati sempre e comunque: laddove vengano proposte diverse misure non standardizzate simili, l'UFE valuta se includerle nell'elenco delle misure standardizzate, nel qual caso il relativo protocollo di risparmio viene successivamente pubblicato come nuova misura standardizzata.

Il processo di richiesta di computabilità per misure non standardizzate e gli eventuali termini sono stabiliti nella linea guida sugli incrementi di efficienza.

Art. 51f Obbligo di notifica e data della notifica

Entro il 30 aprile di ogni anno i fornitori di elettricità devono comunicare all'UFE una serie di indicatori relativi alle quantità vendute e ai costi dell'anno civile precedente. Tra le altre informazioni, va comunicata la quantità di elettricità (in kWh) venduta a consumatori finali in Svizzera nell'anno civile precedente (*lett. a*), segnalando altresì la quota relativa al servizio universale (*lett. b*) e quella riguardante consumatori finali caratterizzati da elevata intensità elettrica nonché le forniture di elettricità esentate dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete conformemente all'articolo 14a capoverso 1 LAEI (*lett. c*). Vanno inoltre notificati i costi (in franchi) sostenuti nell'anno civile precedente per l'attuazione di misure presso consumatori finali in Svizzera. Tali costi comprendono, tra l'altro, gli oneri finanziari per lavori amministrativi legati all'attuazione di misure di efficienza, i costi per misure di accompagnamento (comunicazione, formazione, consulenza ecc.) nonché eventuali contributi di promozione per misure di efficienza rivolte a consumatori finali. Queste informazioni servono a verificare il rispetto dell'articolo 6 capoverso 5^{ter} LAEI e vengono trasmesse alla Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom).

L'obbligo di notifica si applica anche ai fornitori di elettricità che hanno registrato una quantità di riferimento di elettricità venduta fino a 10 GWh ai sensi dell'articolo 51a capoverso 1. Al momento della notifica, l'UFE raccoglie dati tra cui i dati di contatto (nome, indirizzo, numeri di telefono e indirizzi e-mail) dei fornitori di elettricità e delle loro persone di contatto per gli incrementi dell'efficienza. L'UFE mette a disposizione una soluzione per la trasmissione elettronica degli indicatori e dei dati di contatto di cui sopra.

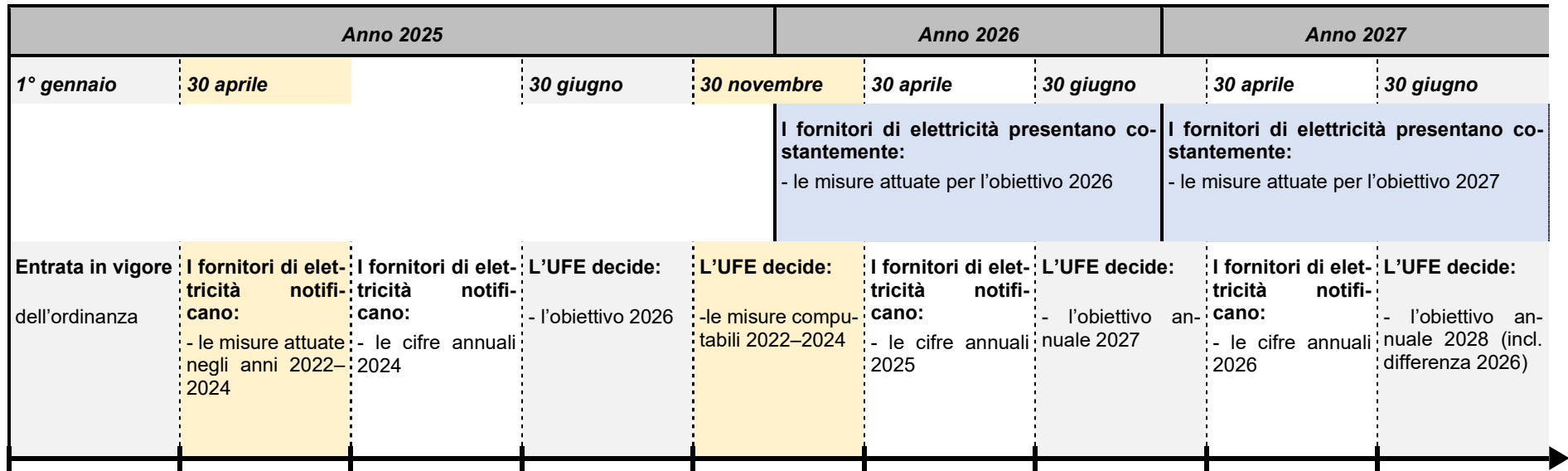


Figura 1: Rappresentazione temporale del processo di comunicazione e decisione

Art. 51g Raggiungimento dell'obiettivo

Nell'anno in cui desiderano che le misure attuate o acquisite vengano computate nell'obiettivo, i fornitori di elettricità le comunicano all'UFE mediante protocollo di risparmio (cpv. 1, v. fig. 2). Non sono previsti giorni di riferimento per la notifica delle misure, che si possono presentare all'UFE in qualsiasi momento. Non vi è alcun obbligo di segnalare subito all'UFE l'attuazione di ogni singola misura. In caso di notifica successiva, ad esempio due anni dopo l'attuazione della misura, la durata degli effetti stabilita e quindi il risparmio di elettricità conseguito con la misura non vengono ridotti.

L'attuazione delle misure e il rispetto dei requisiti per le misure si devono poter dimostrare mediante documenti di prova. La notifica deve quindi comprendere in particolare il protocollo di risparmio pubblicato dall'UFE, compilato in modo corretto e in ogni sua parte (*lett. a*). La documentazione di prova comprende anche le indicazioni e i documenti stabiliti nel protocollo di risparmio che contengono il risparmio di elettricità e la data di attuazione della misura (*lett. b*). Una parte della documentazione di prova deve essere consegnata all'autorità d'esecuzione solo in caso di controllo. L'elenco dei documenti è stabilito nel protocollo di risparmio. Al momento della notifica delle misure attuate, l'UFE raccoglie dati, tra cui i dati di contatto (nome, indirizzo, numeri di telefono e indirizzi e-mail) dei fornitori di elettricità, dei consumatori finali (indirizzo) per i quali sono state attuate le misure e delle imprese (nome, IDI e sede legale) che hanno attuato le misure.

Se i fornitori di elettricità non raggiungono l'obiettivo, l'obiettivo previsto per il periodo di riferimento successivo viene incrementato della quota di risparmio mancante. Tale quota mancante deve essere raggiunta nei tre anni successivi in aggiunta a quanto previsto (art. 46b cpv. 4 LENE). Se invece i fornitori di elettricità superano l'obiettivo, i risparmi di elettricità conseguiti in eccesso vengono computati per l'obiettivo successivo (cpv. 3). La tabella 6 illustra i due scenari di raggiungimento insufficiente o superamento degli obiettivi.

	Caso A	Caso B
Obiettivo secondo la quantità di riferimento di elettricità venduta per l'anno A	100 GWh	100 GWh
Risparmio secondo le misure notificate per l'anno A	80 GWh	115 GWh
Obiettivo secondo la quantità di riferimento di elettricità venduta per l'anno A+2	105 GWh	105 GWh
Differenza tra risparmio e obiettivo per l'anno A	-20 GWh	+15 GWh
Risparmio restante da conseguire per l'anno A+2	125 GWh	90 GWh

Tabella 1: Esempi di conclusione del periodo di riferimento per gli obiettivi

Art. 51h Controlli

L'UFE controlla in modo appropriato e in misura adeguata se i requisiti legali sono rispettati (cpv. 1). In particolare, può esigere l'accesso alla documentazione e alle informazioni necessarie per il controllo (*lett. a*) ed entrare negli edifici, nelle aziende e nelle altre infrastrutture durante il normale orario di lavoro (*lett. b*).

Se da un controllo risulta che le misure notificate non soddisfano i requisiti tecnici e giuridici fissati e quindi non possono essere computate, il risparmio di elettricità del fornitore di elettricità viene decurtato a posteriori (cpv. 3). Se l'anno civile in cui è stata notificata la misura non computabile si è già concluso,

il risparmio di elettricità deve essere soddisfatto nell'anno civile successivo in aggiunta a quanto previsto.

Ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{ter} LAEI, i gestori delle reti di distribuzione possono addossare ai consumatori fissi finali e ai consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete soltanto proporzionalmente i costi dovuti agli obiettivi in materia di efficienza energetica secondo l'articolo 46b LEne. Ai fini dell'osservanza di questa disposizione, la ECom può verificare i dati e le informazioni concernenti le forniture a consumatori finali (*cpv. 2*).

I processi di controllo e gli eventuali termini sono stabiliti nella linea guida sugli incrementi di efficienza.

Art. 51i Pubblicazione

L'UFE pubblica annualmente il numero di fornitori di elettricità con i relativi obiettivi e la somma di tutti gli obiettivi (*lett. a*). Inoltre, viene pubblicata anche la percentuale di fornitori di elettricità che hanno raggiunto il loro obiettivo e il risparmio di elettricità che hanno attuato. Al contempo, l'UFE pubblica anche la percentuale di fornitori di elettricità che non hanno raggiunto gli obiettivi loro assegnati, suddivisa in base all'entità dello scostamento dall'obiettivo (*lett. b*). Inoltre, vengono pubblicati annualmente il numero e il tipo di misure attuate, nonché il relativo risparmio di elettricità conseguito (*lett. c*). Infine, vengono indicati i costi di produzione medi (tra l'altro per l'amministrazione, la notifica o l'acquisizione di misure) per l'attuazione degli incrementi dell'efficienza (*lett. d*). L'UFE può inoltre pubblicare ulteriori analisi statistiche in base a criteri aggiuntivi, come ad esempio la regione linguistica o le dimensioni dei fornitori di elettricità con obiettivi. Tuttavia, tutte le informazioni pubblicate rimangono anonime e nessun fornitore di elettricità viene menzionato per nome. L'UFE non pubblica alcun dato personale.

Art. 54 Impianti pilota e di dimostrazione nonché progetti pilota e di dimostrazione

Le modifiche apportate al capoverso 1 sono tese a una formulazione più precisa che porti a una migliore corrispondenza con le attuali e comprovate prassi di promozione nel settore degli impianti e dei progetti pilota e di dimostrazione.

Ora viene esplicitamente menzionato il concetto di «innovazione», che rappresenta una caratteristica fondamentale dei progetti pilota e di dimostrazione ma non era ancora presente nel testo (*cpv. 1 lett. a n. 1*). Nel *capoverso 1 lettera a numero 2* viene introdotta una precisazione sulle caratteristiche di un progetto pilota (anche per delimitarlo rispetto a un progetto di dimostrazione); questa descrizione più precisa delle differenze acquisirà rilevanza in futuro, poiché la revisione dell'articolo 53 LEne prevede un tasso di promozione maggiore per i progetti pilota.

Il *capoverso 1 lettera b numero 1* precisa che per gli impianti e i progetti di dimostrazione la prova del corretto funzionamento deve essere effettuata nelle dimensioni reali (cioè come avverrà in seguito nella pratica) in un ambiente vicino al mercato. Il *numero 2* contiene una precisazione delle caratteristiche di un progetto di dimostrazione, anche per delimitarlo rispetto a un progetto pilota.

Il *capoverso 2* relativo ai progetti faro è abrogato a causa della scarsa importanza.

Art. 61 *cpv. 1 e 3*

Le modifiche sono tese a una formulazione più precisa che porti a una migliore corrispondenza con le attuali e comprovate prassi di promozione nel settore degli impianti e dei progetti pilota e di dimostrazione.

Nel *capoverso 1* viene modificato l'ordine e si precisano i criteri principali per i progetti pilota e di dimostrazione per facilitarne l'esecuzione (se ne possono trarre criteri di valutazione più semplici per le domande concrete) e che questi devono essere più congruenti con l'attuale politica energetica e le ultime revisioni della LEne:

- *lett. a:* si precisa che dai progetti ci si attende un contributo concreto e che la politica energetica comprende inevitabilmente anche la politica climatica (decarbonizzazione, sequestro del CO₂, economia circolare ecc.);
- *lett. b:* analogamente all'articolo 54 capoverso 1 numero 1, vi è un'integrazione per quanto riguarda l'aspetto dell'innovazione e si precisa che i progetti in genere comprendono attività di sviluppo e soprattutto di collaudo e che dai progetti risulta un concreto guadagno di conoscenze (che rientra nel succitato contributo secondo la lett. a);
- *lett. c:* si precisa che qui si intende il potenziale di mercato della tecnologia da sviluppare, ma la probabilità di successo comprende il progetto stesso (p. es. le competenze dei promotori di progetti o la procedura seguita nel progetto);
- *lett. d:* viene adeguato il criterio secondo cui deve essere garantita solo l'accessibilità dei risultati al pubblico, senza che vi sia un obbligo per i promotori di progetti di diffonderli attivamente;
- *lett. e:* un aspetto già importante dell'esecuzione, che la revisione dell'articolo 53 LEne renderà ancora più rilevante in futuro, è che i costi del progetto siano proporzionati ai criteri per il progetto di cui alle lettere a–d.

Il *capoverso 3* adegua i criteri per la determinazione dell'ammontare dell'aiuto finanziario. I criteri finora utilizzati si sono rivelati poco praticabili (soprattutto perché i progetti presentano scarse differenze sotto questo profilo). Ora il rapporto di cui al capoverso 1 lettera e dovrà essere il criterio decisivo, perché consente una visione globale della qualità e una valutazione delle prescrizioni dell'articolo 53 LEne riveduto.

Art. 69a cpv. 2 lett. f

L'UFE pubblica le informazioni concernenti l'interesse nazionale affinché siano disponibili anche sotto forma di geodati.

Art. 69b Panoramica territoriale degli impianti di produzione di combustibili e carburanti

È di interesse generale disporre di una panoramica territoriale di tutti gli impianti presenti sul suolo nazionale che producono combustibili e carburanti liquidi o gassosi rinnovabili, idrogeno non rinnovabile e carburanti per l'aviazione a basso tenore di emissioni. In questo modo è possibile tracciare in particolare l'approvvigionamento energetico. Lo scopo è quello di registrare tutti gli impianti di produzione, evidenziando anche le proporzioni tra i vari vettori energetici. Analogamente alla panoramica territoriale degli impianti di produzione dell'elettricità di cui all'articolo 69a l'UFE deve quindi pubblicare lo stesso tipo di informazioni anche per i dati (geodati) concernenti gli impianti di produzione nazionali di combustibili e carburanti rinnovabili e di idrogeno non rinnovabile. La panoramica territoriale è realizzata almeno sulla base di un modello di geodati minimo, che deve comprendere i dati di cui al capoverso 2 lett. a–e. Per ottemperare alla lettera e deve essere indicata la designazione della merce secondo l'articolo 1 capoverso 1 lettera a OGOCC. Le cerchie interessate devono essere consultate durante la fase di elaborazione del modello di dati.

Art. 70, rubrica e cpv. 2

Per il trattamento dei dati riguardanti l'esecuzione è necessaria una base giuridica, sia per i dati personali che per quelli concernenti persone giuridiche.

Vari servizi all'interno della Confederazione, in particolare l'UFE, l'UFAM, l'UDSC e l'UFAC, hanno accesso alla banca dati delle GO per combustibili e carburanti dell'organo d'esecuzione per agevolare e facilitare l'attuazione degli strumenti di politica climatica. In questo modo si riduce l'onere per i soggetti interessati, in quanto non devono più fornire informazioni aggiuntive. Questi dati devono essere trasmessi anche all'UDSC per l'esecuzione della legislazione sull'imposizione degli oli minerali e ai Cantoni per l'esecuzione dei compiti loro assegnati dall'articolo 45 LEne (prescrizioni riguardanti i Cantoni in

materia di edifici) e dall'articolo 9 della legge sul CO₂ (rendicontazione dei Cantoni sui provvedimenti adottati per ridurre le emissioni di CO₂ negli edifici). I dati raccolti possono essere utilizzati anche per finalità statistiche. Tale utilizzo è retto dall'articolo 39 della legge federale del 25 settembre 2020 sulla protezione dei dati (LPD; RS 235.1) e dall'articolo 4 della legge del 9 ottobre 1992 sulla statistica federale (LStat; RS 431.01).

Art. 77a Disposizione penale

Le disposizioni relative ai miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità contengono una disposizione penale. Ai sensi dell'articolo 70 capoverso 1 lettera g LEn è punito chiunque, intenzionalmente, non adempie l'obbligo di notifica di cui all'articolo 51f o fornisce intenzionalmente false indicazioni sulle misure notificate ai sensi dell'articolo 51g.

Art. 80a Disposizione transitoria relativa alle garanzie di origine per combustibili e carburanti

Dal 1° gennaio 2025 il nuovo sistema di GO sostituirà il servizio di clearing designato dall'industria del gas. A tal fine i dati del servizio di clearing devono essere trasferiti nella banca dati delle GO (*cpv. 1*). A causa dello sfalsamento temporale tra la produzione e la notifica delle quantità, il servizio di clearing continuerà a svolgere la sua attività almeno fino alla fine di febbraio 2025, e fino a quel momento elaborerà e poi comunicherà al sistema di GO le ultime notifiche di dati sulla base dei dati di produzione del 2024. Per le quantità di gas rinnovabile nazionali¹⁵ prodotte fino al 31 dicembre 2024 e notificate al servizio di clearing entro il 28 febbraio 2025, l'organo d'esecuzione rilascia nuove GO nella sua banca dati (*cpv. 2*). Rilascia inoltre GO per i certificati esteri di gas rinnovabili documentati dal servizio di clearing dal 1° aprile 2021 al 31 dicembre 2024 (*cpv. 3*). Per i certificati esteri di gas rinnovabili che sono stati documentati fino al 31 marzo 2021, l'organo d'esecuzione rilascia GO solo se i proprietari dimostrano che le esigenze ecologiche dei principi concernenti il biogas del settore¹⁶ in vigore dal 1° aprile 2021 sono state soddisfatte (*cpv. 4*). Infine, rilascia GO per i certificati esteri di gas rinnovabili che al 31 dicembre 2024 non sono ancora stati registrati presso il servizio di clearing e le cui sostanze sottostanti sono state però prodotte tra il 1° aprile 2021 e il 31 dicembre 2024, se i proprietari dimostrano che le esigenze ecologiche dei principi concernenti il biogas del settore in vigore dal 1° aprile 2021 sono state soddisfatte (*cpv. 5*).

Le GO emesse sulla base di certificati esteri sono valide per 24 mesi (dal 1.1.2025). Le GO per le quantità di biogas prodotte in Svizzera hanno un periodo di validità speciale di 60 mesi (dal 1.1.2025). Questa differenza di trattamento è giustificata perché in passato i certificati di biogas esteri non erano soggetti a nessun controllo statale, poiché si trattava soltanto di un trasferimento di certificati senza concomitante importazione di combustibile o carburante, mentre il biogas svizzero era prodotto in Svizzera e registrato (in ingresso e in uscita) nel servizio di clearing per conto dell'UDSC e sotto la sua supervisione. Le nuove GO rilasciate indicheranno esplicitamente che la quantità fisica non è stata importata con la GO. La nuova GO indicherà anche che il certificato è stato trasferito dal precedente servizio di clearing dell'industria del gas.

Art. 80b Disposizione transitoria relativa ai miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità

I fornitori di elettricità di cui all'articolo 51a capoverso 1 possono chiedere all'UFE, entro il 30 aprile 2025, la computabilità per le misure che hanno attuato dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2024 (*cpv. 1, v. fig. 2*). L'UFE verifica quindi la computabilità delle misure presentate conformemente agli articoli 51b e 51c. Le misure attuate in precedenza e non notificate non sono computabili. Se le misure sono dichiarate computabili, il risparmio di elettricità così conseguito può essere computato fino

¹⁵ I termini utilizzati in questa sezione per i gas rinnovabili devono essere intesi ai sensi dell'art. 19a OIOm. Per bioidrogeno si intende idrogeno proveniente da biomassa o da altri vettori energetici rinnovabili.

¹⁶ Principi concernenti il biogas (gazenergie.ch). Dal 1° aprile 2021 i certificati importati soddisfano requisiti comparabili al biogas svizzero.

al massimo al terzo obiettivo dopo l'entrata in vigore delle presenti disposizioni sul raggiungimento degli obiettivi (*cpv. 2*). Tale ammontare di risparmio di elettricità computabile è disposto dall'UFE entro il 30 novembre 2024. Le misure attuate nel 2025 possono essere notificate nel 2026 per il computo concernente il primo obiettivo.

Il capoverso 3 disciplina la disposizione transitoria dei contratti di fornitura conclusi con consumatori finali prima dell'adozione della legge alla fine di settembre 2023. Le vendite di elettricità annue da contratti di fornitura in vigore stipulati prima del 1° gennaio 2024 possono essere comunicate all'UFE entro il 30 aprile di ogni anno. Non vengono prese in considerazione per la determinazione della quantità di riferimento di elettricità venduta fino al massimo al 2027. I fornitori di elettricità devono comunicare all'UFE le rispettive forniture dell'anno civile precedente entro il 30 aprile di ogni anno. Per la notifica, l'UFE mette a disposizione una soluzione di trasmissione elettronica.

7. Commento all'allegato

1. Ordinanza del 9 maggio 1990 concernente la locazione e l'affitto di locali d'abitazione o commerciali (OLAL; RS 221.213.11)

Art. 6b Fornitura di energia nell'ambito di un raggruppamento ai fini del consumo proprio

Poiché le disposizioni relative al conteggio dei costi esterni e interni di un raggruppamento sono ora contenute negli articoli 16a e 16b OEn, il rimando a tali articoli nell'articolo 6b OLAL deve essere adeguato.

2. Ordinanza del 21 maggio 2008 sulla geoinformazione (OGI; RS 510.620)

Allegato 1

I dati di cui all'articolo 69b rappresentano dati di geoinformazione e devono essere inseriti nell'allegato 1 OGI. Gli impianti di produzione di combustibili e carburanti registrati di cui all'articolo 69b sono gli stessi impianti di cui all'articolo 4 OGOCC.

3. Ordinanza del 20 novembre 1996 sull'imposizione degli oli minerali (OIOm; RS 641.611)

Il sistema di GO per combustibili e carburanti assume compiti concernenti le notifiche di cui all'articolo 45e OIOm. L'AP-OEn disciplina gli aspetti riguardanti le GO. Le modifiche dell'OIOm disciplinano gli aspetti fiscali relativi al sistema di GO.

Art. 2a Collaborazione con l'organo d'esecuzione

Questo articolo crea una base giuridica per il necessario scambio di dati tra l'autorità fiscale UDSC e l'organo d'esecuzione per la gestione del sistema di GO.

Art. 41 cpv. 1^{bis}

Per gli stabilimenti di fabbricazione di carburanti rinnovabili autorizzati dall'UDSC con agevolazioni fiscali per la produzione di energia elettrica si rinuncia a una dichiarazione fiscale periodica. Questo capoverso riproduce nel diritto la prassi corrente. In particolare, sono esonerati dall'obbligo di presentare una dichiarazione fiscale.

Art. 45e

Il sistema di GO per combustibili e carburanti rileva con effetto dal 1° gennaio 2025 i compiti e le funzioni del servizio di clearing dell'industria del gas secondo l'articolo 45e OIOM. Le comunicazioni ai sensi dell'articolo 45e OIOM, quindi, non passano più attraverso il servizio di clearing, ma attraverso il sistema di GO (dell'organo d'esecuzione secondo l'art. 64 LEne). Inoltre, saranno tenuti a comunicare all'UDSC le quantità prodotte e la dichiarazione fiscale attraverso il sistema di GO non solo i produttori di biogas, bioidrogeno o gas sintetico¹⁷, ma anche i produttori di carburanti liquidi rinnovabili. L'intera produzione nazionale di carburanti rinnovabili sarà quindi notificata dapprima al sistema di GO, il quale trasmetterà poi i dati necessari all'UDSC. I termini «biogas, bioidrogeno o gas sintetico» sono pertanto sostituiti con «carburanti rinnovabili» (cpv. 2).

L'ex articolo 45e OIOM menziona nel capoverso 1 lettera a la direttiva G13 della Società svizzera dell'industria del gas e delle acque, al fine di garantire che solo il biogas conforme a tale direttiva e perciò ai requisiti del settore del gas possa essere registrato nel servizio di clearing e quindi fatto valere. Questa condizione era un'esigenza unilaterale dell'allora gestore del servizio di clearing e può essere omessa. Con la sostituzione del servizio di clearing con il sistema di GO del DATEC per carburanti e combustibili rinnovabili è ora possibile abrogare anche questa condizione. La Confederazione Svizzera può disciplinare le condizioni per la registrazione nella banca dati in modo autonomo e senza fare riferimento alla direttiva G13.

Il nuovo *capoverso 6* è stato ripreso dall'accordo dell'allora Direzione generale delle dogane (DGD, oggi UDSC) con il servizio di clearing. Esso disciplina gli obblighi dell'organo d'esecuzione in relazione alla trasmissione dei dati comunicati e alla portata degli obblighi di controllo. I compiti dell'organo d'esecuzione nel settore fiscale non sono disciplinati dall'OEn o dall'OGOCC, poiché la base legale per questi compiti non è la LEne.

4. Ordinanza del 22 novembre 2006 sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza nel settore dell'energia (OE-En; RS 730.05)

Allegato 4

L'esecuzione del sistema di GO viene finanziata tramite emolumenti. Il quadro giuridico è fornito dall'OE-En (art. 14b): per le spese di esecuzione nell'ambito delle GO, l'organo d'esecuzione riscuote emolumenti in base al dispendio. Gli emolumenti più semplici e correlati al principio di causalità sono quelli riscossi per transazione per le sostanze che vengono registrate. All'inizio, oltre agli emolumenti di registrazione, devono essere addebitati solo gli emolumenti per il rilascio o l'importazione di GO. I calcoli hanno dimostrato che è sufficiente un emolumento massimo di 20 ct./MWh per il rilascio o l'importazione di GO. Per gli impianti che sono già registrati nel sistema di GO per l'elettricità non viene addebitato nessun emolumento per la registrazione dell'impianto. Inoltre, gli impianti che non cedono GO (consumo in loco) non devono pagare nulla per il rilascio di GO.

5. Ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017 sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE; RS 730.010.1)

Art. 8 cpv. 1, art. 9c e allegato 1

Nel dibattito sulla legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, il Parlamento ha deciso di rinunciare all'apertura completa del mercato dell'elettricità. Ciò significa che i clienti vincolati al servizio universale, come le economie domestiche, continuano a non avere la libertà

¹⁷ I termini utilizzati in questa sezione per i gas rinnovabili devono essere intesi ai sensi dell'art. 19a OIOM. Per bioidrogeno si intende idrogeno proveniente da biomassa o da altri vettori energetici rinnovabili.

di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. Per quanto riguarda l'etichettatura dell'elettricità, ciò significa che questi clienti possono scegliere solo tra i prodotti offerti dal fornitore locale.

L'etichettatura dell'elettricità assolve una funzione di trasparenza nei confronti dei clienti finali. Secondo l'ordinanza vigente (OGOE), l'etichettatura dell'elettricità deve essere inviata una volta all'anno unitamente alla fattura e la composizione dell'elettricità deve essere rappresentata almeno secondo le tabelle allegate all'OGOE. Tale rappresentazione tabellare è stata introdotta oltre 15 anni fa e non è più al passo con le forme moderne di comunicazione alla clientela finale; risulta quindi opportuno modificarla. Ora sarà reso obbligatorio che il confronto fra il prodotto ordinato dal cliente e il mix del fornitore dell'azienda di approvvigionamento elettrico (AAE) sia presentato con una grafica accattivante. Per ora sono poche le AAE che svolgono un vero e proprio marketing per i prodotti, oppure i canali utilizzati per il marketing sono gli opuscoli o Internet, ma non le fatture. In un'ottica di trasparenza, tuttavia, è proprio sulla fattura che va indicato chiaramente qual è il prodotto che il cliente ha acquistato. Ora, quindi, alla fattura andrà allegato un raffronto grafico tra il prodotto scelto e il mix del fornitore.

Inoltre, andranno riportati i dati relativi alle emissioni di CO₂ generate direttamente dalla produzione di elettricità nonché al volume delle scorie radioattive prodotte conformemente alle GO.

6. Ordinanza del 19 ottobre 1988 concernente l'esame dell'impatto sull'ambiente (OEIA; RS 814.011)

Art. 22 cpv. 1

Per la realizzazione di determinati tipi di impianti soggetti all'EIA vengono versati sussidi federali. Sono compresi anche gli impianti per l'impiego di energie rinnovabili, per i quali i sussidi vengono concessi singolarmente; per questi impianti non sono previsti sussidi forfettari mediante accordi programmatici, come ad esempio avviene per la manutenzione di biotopi ai sensi dell'articolo 18d LPN¹⁸.

Ai sensi dell'articolo 22 OEIA, per tali singoli progetti di impianti soggetti all'EIA l'autorità cantonale competente deve coinvolgere nel processo decisionale l'autorità federale che accorda il sussidio, la quale a sua volta deve sentire l'UFAM prima di prospettare i sussidi ai richiedenti. Tuttavia, un esame approfondito con la consultazione dell'UFAM appare opportuna soltanto se la documentazione relativa al progetto esistente in quel momento fornisce informazioni sufficienti in merito all'impatto ambientale del progetto previsto. Per gli impianti eolici (n. 21.8 all. OEIA), i progettisti contattano l'autorità preposta all'erogazione di sussidi in una fase molto precoce, e prima dell'avvio della procedura di autorizzazione cantonale (cfr. art. 87d cpv. 2 OPEn). In quel momento, le informazioni disponibili sono insufficienti per una valutazione del diritto ambientale da parte dell'UFAM. Una consultazione dell'UFAM non ha quindi senso in tali procedure. Per gli altri impianti per l'impiego di energie rinnovabili (impianti a biomassa, idroelettrici, geotermici, fotovoltaici compresi quelli alpini [n. 21.2a, 21.3b, 21.4 e 21.9 all. OEIA]), i progettisti devono contattare l'UFE per domandare l'assegnazione di un sussidio solo quando sono in possesso di una licenza di costruzione passata in giudicato (cfr. art. 46i cpv. 2, 53 cpv. 2, 74 cpv. 2, 87r cpv. 3 OPEn). In queste circostanze non è più possibile coordinare l'assegnazione del sussidio federale in relazione alla decisione dell'autorità cantonale preposta al rilascio delle autorizzazioni. Di conseguenza, nell'ordinanza deve essere chiarito che l'articolo 22 OEIA non si applica alle procedure riguardanti tali impianti. Per gli impianti idroelettrici con una potenza installata superiore a 3 MW (solo a partire da queste dimensioni, infatti, sussiste l'obbligo di EIA per gli impianti idroelettrici), ai sensi dell'articolo 12 capoverso 3 OEIA in combinato disposto con il numero 21.3b dell'allegato OEIA viene comunque consultato l'UFAM. Ciò non cambierà con l'adeguamento dell'articolo 22 OEIA. Il primo periodo del capoverso 1 viene integrato e riorganizzato con la corrispondente eccezione per gli impianti per l'impiego di energie rinnovabili. Per motivi di sistematica, il secondo e il terzo periodo del capoverso 1 vengono spostati in un nuovo capoverso 1^{bis}.

¹⁸ Nel caso degli accordi programmatici, la Confederazione finanzia progetti dei Cantoni mediante sussidi globali.