

Messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050

(Revisione del diritto in materia di energia)

e

l'iniziativa popolare «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)»

del 4 settembre 2013

Onorevoli presidenti e consiglieri,

con il presente messaggio vi sottoponiamo, per approvazione, il progetto relativo alle modifiche di atti legislativi risultanti dal primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050. Tali modifiche fungono da controprogetto indiretto all'iniziativa popolare federale «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)». Vi proponiamo di sottoporre al voto del popolo e dei Cantoni l'iniziativa per l'abbandono del nucleare, con la raccomandazione di respingerla.

Nel contempo vi proponiamo di togliere dal ruolo i seguenti interventi parlamentari:

- | | | | |
|------|---|---------|--|
| 2006 | M | 05.3683 | Politica energetica: strategia globale per i prossimi 25 anni
(N 16.12.05, Lustenberger; S 5.10.06) |
| 2009 | P | 08.3760 | Regolamentazione dell'ammontare della remunerazione per le centrali eliotermiche
(N 5.3.09, Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia CN) |
| 2009 | P | 08.3761 | Tenere conto dei costi supplementari effettivi derivanti dagli impianti fotovoltaici
(N 5.3.09, Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia CN) |
| 2009 | M | 09.3357 | Semplificazione delle procedure di certificazione delle piccole unità di produzione di elettricità a partire da fonti rinnovabili
(N 4.6.09, Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia CN; S 14.9.09) |
| 2010 | P | 10.3708 | Energia idroelettrica. Potenziale di produzione e capacità
(N 17.12.10, Bourgeois) |
| 2011 | P | 09.3908 | Adeguamento del piano d'azione per le energie rinnovabili al modello europeo (N 8.6.11, Nussbaumer) |

- 2011 P 10.3269 Rete e impianti di pompaggio-turbinaggio (N 8.6.11, Wehrli)
- 2011 P 11.3115 Sicurezza delle centrali nucleari svizzere. Riesame della politica energetica (N 8.6.11, Gruppo PCD/PEV/glp)
- 2011 P 11.3224 Strategia energetica alternativa (N 8.6.11, Leutenegger Filippo)
- 2011 P 11.3348 Garantire l'approvvigionamento elettrico in Svizzera (N 9.6.11, Wasserfallen)
- 2011 P 11.3422 Introduzione di tariffe crescenti per l'impiego di energia e l'utilizzazione della rete (N 9.6.11, Gruppo BD)
- 2011 P 11.3435 Evidenziare il potenziale di risparmio legato all'impiego efficiente di elettricità (N 9.6.11, Darbellay)
- 2011 P 10.3890 Ritiro e remunerazione dell'energia elettrica conforme alla legge (N 11.4.11, Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia CN)
- 2011 P 10.4164 Avanzamento delle procedure di interesse pubblico (S 16.3.11, Recordon)
- 2011 P 11.3307 Strategia energetica alternativa (S 28.9.11, Gutzwiller)
- 2011 P 11.3353 Sbloccare al più presto la produzione di elettricità dalle energie rinnovabili (N 9.6.11, Fiala)
- 2011 M 09.3456 Defiscalizzare le entrate della RIC per il consumo privato di energia elettrica (N 13.4.11, Favre Laurent; S 29.9.11; N 21.12.11)
- 2011 M 11.3338 Abrogazione del diritto di ricorso delle associazioni per progetti in ambito energetico (N. 8.6.11, Rutschmann; S 28. 9.11; N 6.12.11)
- 2011 M 11.3415 Efficienza energetica dell'illuminazione pubblica (N 9.6.11, Gruppo BD; S 28.9.11)
- 2011 M 11.3404 Reti di trasporto. Semplificazione delle procedure di autorizzazione (N 9.6.11, Gruppo liberale radicale; S 28.9.11)
- 2011 M 11.3432 Sicurezza dell'approvvigionamento nel settore elettrico (N 9.6.11, Leutenegger Filippo; S 28.9.11)
- 2011 M 11.3331 Promuovere i progetti RIC pronti ad essere realizzati (N 8.6.11, Häberli-Koller; S 29.9.11)
- 2011 M 11.3345 Aumentare la produzione di energia nelle centrali idroelettriche svizzere (N 9.6.11, Killer; S 29.9.11)
- 2011 P 11.3536 Garantire la competitività e i posti di lavoro nelle industrie ad alto consumo energetico (N 19.9.11, Heim)
- 2011 P 11.3587 Risparmi energetici ed energie rinnovabili. Più risorse per la formazione (S 28.9.11, Cramer)

- 2011 P 11.3747 Abbandono del nucleare. Studiare e quantificare le alternative (N 30.9.11, Grin)
- 2011 M 09.4082 Acceleramento delle procedure di autorizzazione per impianti che utilizzano le energie rinnovabili (N 8.6.11, Cathomas; S 28.9.11; N 6.12.11)
- 2011 M 11.3257 Abbandonare il nucleare (N 8.6.11, Gruppo dei Verdi; S 28. 9.11; N 6.12.11; punto 1)
- 2011 M 11.3375 Smart Metering. Impiego di contatori intelligenti in Svizzera (N 9.6.11, Noser; S 28.9.11; N 6.12.11)
- 2011 M 11.3376 Standard d'efficienza energetica per gli apparecchi elettrici. Elaborare una strategia per i migliori apparecchi in Svizzera (N 9.6.11, Noser; S 28.9.11, N 6.12.11)
- 2011 M 11.3398 Il potenziale esistente dei vettori energetici indigeni rinnovabili va promosso, non bloccato (N 9.6.11, von Siebenthal; S 28.9.11; N 6.12.11)
- 2011 M 11.3403 Meno burocrazia e procedure più veloci per la produzione di energia da fonti rinnovabili (N 9.6.11, Gruppo liberale radicale; S 28.9.11, N 6.12.11)
- 2011 M 11.3426 Nessuna nuova autorizzazione di massima per la costruzione di centrali nucleari (N 8.6.11, Gruppo BD; S 28.9.11; N 6.12.11)
- 2011 M 11.3436 Abbandono graduale dell'energia nucleare (N 8.6.11, Schmidt Roberto; S 28.9.11; N 6.12.11; punti 1, 2, 4 e 5)
- 2012 M 11.3518 Le centrali ad accumulazione come colonna portante del futuro approvvigionamento elettrico (S 29.9.11, Büttiker; N 1.3.12; S 30.5.12)
- 2012 M 10.3717 Incentivare il risanamento energetico e la sostituzione di vecchie costruzioni (N 6.6.12, Gruppo liberale radicale; S 13.12.12)
- 2012 M 11.3851 Aumento dell'obiettivo di potenziamento della produzione nazionale di energia idroelettrica (S 11.6.12, Stadler Markus; N 14.12.12)
- 2012 M 11.3926 Rilevamento dei potenziali di utilizzo della forza idrica (S 30.5.12, Luginbühl; N 14.12.12)
- 2012 P 12.3696 Misure intese a ridurre il consumo di energia e le emissioni di CO₂ degli edifici (S 13.12.12, Häberli-Koller)
- 2012 P 12.4081 iritto di locazione come ostacolo all'efficienza energetica (N 10.12.12, Wasserfallen)
- 2013 M 11.3501 Il riassetto del sistema energetico non deve mettere a rischio i posti di lavoro (N 19.9.11, Gruppo liberale radicale; S 13.6.13)

Gradite, onorevoli presidenti e consiglieri, l'espressione della nostra alta considerazione.

4 settembre 2013

In nome del Consiglio federale svizzero:

Il presidente della Confederazione, Ueli Maurer

La cancelliera della Confederazione, Corina Casanova

Compendio

Nel 2011, in seguito alla catastrofe nucleare di Fukushima, il Consiglio federale e il Parlamento hanno preso una decisione di principio a favore dell'abbandono graduale dell'energia nucleare. In virtù di tale decisione, le cinque centrali nucleari esistenti dovranno essere disattivate al termine del loro ciclo di vita, stabilito in funzione di criteri di sicurezza tecnici, e non saranno sostituite da nuovi impianti nucleari. Questa decisione, come pure altri cambiamenti radicali in atto da anni, in particolare nel contesto energetico internazionale, comportano la progressiva trasformazione del sistema energetico svizzero entro il 2050. A tal fine, sulla base delle Prospettive energetiche aggiornate, il Consiglio federale ha elaborato la Strategia energetica 2050. Nel messaggio il Consiglio federale presenta ora un primo pacchetto di misure volte a garantire l'approvvigionamento energetico a lungo termine. Il messaggio funge da controprogetto indiretto all'iniziativa popolare «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)».

Situazione iniziale

La Strategia energetica 2050 mira, tra gli altri obiettivi, a ridurre il consumo di energia finale ed energia elettrica, aumentare la quota delle energie rinnovabili e ridurre le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico, senza compromettere in Svizzera la sicurezza dell'approvvigionamento, finora elevata, né l'approvvigionamento energetico conveniente.

Contenuto del progetto

Partendo dalle Prospettive energetiche 2050 aggiornate, il Consiglio federale propone, fino al 2050, uno sviluppo di lungo periodo volto al potenziamento della produzione con energie rinnovabili e alla riduzione del consumo di energia. Con la presente revisione della legge sull'energia il Consiglio federale presenta obiettivi concreti a medio termine, da raggiungere entro il 2035, e obiettivi a breve termine per il 2020. Il Consiglio federale presenta inoltre un primo pacchetto di misure, aggiornato in base ai pareri espressi nell'ambito della procedura di consultazione e orientato agli obiettivi a breve termine per il 2020, ma che risulterà efficace anche nel periodo successivo. Tra le misure previste vi sono un aumento della tassa sul CO₂ e il contemporaneo rafforzamento del programma di risanamento degli edifici nonché una trasformazione dell'attuale sistema di remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica in un sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità con commercializzazione diretta. Il pacchetto di misure proposto dal Consiglio federale punta in primo luogo sullo sfruttamento sistematico dei potenziali di efficienza energetica esistenti e, in secondo luogo, sullo sfruttamento dei potenziali della forza idrica e delle nuove energie rinnovabili, salvaguardando nella ponderazione degli interessi l'equilibrio tra protezione e utilizzo. Le misure proposte mirano principalmente a sfruttare i potenziali che la Svizzera è in grado già ora di realizzare con le tecnologie disponibili o prevedibili e per i quali

non sono necessari ulteriori progetti di collaborazione in materia di politica energetica coordinati a livello internazionale.

I costi economici diretti che insorgeranno sul lungo periodo a seguito della trasformazione del sistema energetico sono stati stimati nelle Prospettive energetiche 2050. Una parte considerevole di tali costi verrebbe comunque generata anche proseguendo la politica energetica e climatica attuata finora, ad esempio per il rinnovamento del parco di centrali, l'ammodernamento delle reti elettriche e gli sforzi per ridurre le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico. I costi aggiuntivi direttamente connessi alla Strategia energetica 2050 e al presente primo pacchetto di misure sono sostenibili dal punto di vista economico. La crescita economica sarà influenzata in modo irrilevante dalla Strategia energetica 2050. La quota dei costi energetici del PIL diminuirà addirittura rispetto all'attuale 6 per cento circa. Se nei calcoli si tiene conto dei benefici secondari, la Strategia energetica 2050 produrrà addirittura un maggior benessere. La Strategia energetica 2050 contribuisce – nonostante eventuali importazioni di energia elettrica o di gas necessarie per la produzione di energia elettrica – alla riduzione complessiva della dipendenza dall'estero, attualmente elevata, il che è strategicamente rilevante in vista dell'ulteriore aumento della domanda a livello mondiale. Un cambiamento del mix energetico, come lo si è registrato a più riprese in passato indipendentemente dalla politica energetica, e che in questa fase si delinea nuovamente a causa della trasformazione del sistema energetico, è pertanto nell'interesse della Svizzera.

Controprogetto indiretto all'iniziativa per l'abbandono del nucleare

L'iniziativa popolare federale «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)» persegue un orientamento identico a quello della Strategia energetica 2050 e del primo pacchetto di misure, con l'unica differenza che in essa si chiede la disattivazione delle centrali nucleari esistenti dopo 45 anni dalla loro messa in esercizio. Il Consiglio federale è dell'avviso che non si debbano stabilire limiti temporali e che la disattivazione delle centrali debba avvenire al termine della rispettiva durata d'esercizio, stabilita in funzione di criteri di sicurezza tecnici. In tal modo si ha più tempo per attuare la graduale trasformazione del sistema energetico. Inoltre si potrebbero evitare i costi aggiuntivi presumibilmente connessi con un abbandono repentino del nucleare, nonché le prevedibili richieste di indennizzo conseguenti alla definizione di un limite temporale massimo. Per i motivi succitati il Consiglio federale chiede al Parlamento di respingere l'iniziativa per l'abbandono del nucleare e di contrapporvi il presente primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 come controprogetto indiretto.

Prospettive

Per la trasformazione a lungo termine del sistema energetico saranno necessari in futuro ulteriori pacchetti di misure che dovranno orientarsi, tra le altre cose, agli sviluppi tecnici, ad esempio nell'ambito delle possibilità di stoccaggio. Al raggiungimento dell'obiettivo dovranno contribuire anche i maggiori investimenti nella ricerca e nello sviluppo. Inoltre bisognerà osservare il contesto internazionale, in particolare l'evoluzione dei prezzi e dei costi di produzione. In proposito vanno menzionati i negoziati in corso con l'UE relativi a un accordo sull'energia elettrica.

Nel periodo successivo al 2020 la politica energetica e la politica climatica avranno un nuovo orientamento, con obiettivi coerenti che verranno tempestivamente stabiliti dal Consiglio federale tenendo conto del contesto internazionale. È prevista la graduale sostituzione dell'attuale sistema di promozione con un sistema d'incentivazione che prevede una tassa sull'energia e un sistema di distribuzione all'economia e alla popolazione. A tal fine bisognerà presumibilmente creare una nuova base costituzionale.

Indice

Compendio	6493
1 Situazione iniziale	6500
1.1 L'approvvigionamento energetico in Svizzera	6500
1.1.1 Consumo di energia	6500
1.1.2 Consumo di energia e quota dei costi energetici nel PIL	6502
1.1.3 Approvvigionamento elettrico	6503
1.1.4 Approvvigionamento di petrolio	6504
1.1.5 Approvvigionamento di gas naturale	6505
1.1.6 Importanza dello stoccaggio di energia	6506
1.1.7 Importanza della prevenzione delle crisi	6506
1.2 Basi giuridiche e competenze	6507
1.3 La precedente politica energetica nazionale	6507
1.3.1 La Strategia energetica 2007	6507
1.3.2 La politica estera della Confederazione in materia energetica	6508
1.3.3 Accordo sull'energia elettrica con l'UE	6510
1.3.4 Apertura del mercato dell'elettricità	6512
1.4 Contesto internazionale	6512
1.4.1 La precedente politica energetica nell'UE	6512
1.4.2 Gli sviluppi attuali nell'UE	6513
1.4.3 Prospettive internazionali	6514
1.5 Sicurezza dell'approvvigionamento: i rischi	6516
1.5.1 Rischi a livello globale	6516
1.5.2 Rischi a livello nazionale	6516
1.6 Gli attuali sviluppi dell'energia nucleare all'estero	6517
2 L'attuale politica energetica nazionale	6519
2.1 Rielaborazione delle Prospettive energetiche	6519
2.2 Decisione di abbandonare l'energia nucleare	6521
2.3 Strategia energetica 2050	6522
2.3.1 Obiettivi	6522
2.3.2 Orientamenti	6523
2.3.3 Sintesi del primo pacchetto di misure	6524
2.3.4 Ulteriori tappe della Strategia energetica 2050: passaggio dalla promozione all'incentivazione	6528
2.3.5 Rapporto con la Strategia Reti elettriche	6530
2.4 Rapporto con i lavori del DFF	6530
2.5 Rapporto con altri ambiti politici	6531
2.5.1 Politica climatica	6531
2.5.2 Politica ambientale	6532
2.5.3 Pianificazione del territorio e protezione della natura e del paesaggio	6532
2.5.4 Altri ambiti politici	6533

3	Iniziativa popolare federale «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)»	6534
3.1	Aspetti formali e validità dell'iniziativa	6534
3.1.1	Testo dell'iniziativa	6534
3.1.2	Riuscita formale e termini di trattazione	6535
3.1.3	Validità	6535
3.2	Scopi e tenore dell'iniziativa	6536
3.3	Valutazione dell'iniziativa	6536
3.3.1	Valutazione degli scopi dell'iniziativa	6536
3.3.2	Ripercussioni in caso di accettazione	6536
3.3.3	Pregi e difetti dell'iniziativa	6538
3.4	Conclusioni	6538
4	Nuovo disciplinamento: primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050	6539
4.1	Obiettivi	6539
4.2	Misure	6539
4.2.1	Efficienza energetica nel settore degli edifici	6539
4.2.2	Efficienza energetica nel settore dell'industria e dei servizi	6544
4.2.3	Efficienza energetica nel settore della mobilità	6546
4.2.4	Efficienza energetica nel settore degli apparecchi elettrici	6549
4.2.5	Efficienza energetica nel settore dei fornitori di elettricità	6550
4.2.6	Energie rinnovabili	6552
4.2.7	Impianti di cogenerazione forza-calore	6561
4.2.8	Centrali a gas a ciclo combinato	6562
4.2.9	Reti (accelerazione delle procedure e «smart metering»)	6563
4.2.10	Progetti pilota e di dimostrazione, programmi faro	6567
4.2.11	La funzione di modello della Confederazione	6568
4.2.12	Programma SvizzeraEnergia	6569
4.2.13	Ulteriori misure	6570
4.3	Efficacia	6571
4.3.1	Evoluzione del consumo finale di energia	6571
4.3.2	Evoluzione del consumo di energia elettrica	6575
4.3.3	Evoluzione dell'offerta di energia elettrica	6576
4.3.4	Evoluzione delle emissioni di CO ₂ dovute al consumo energetico	6579
4.3.5	Ripercussioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento	6580
4.4	Monitoraggio	6583
4.5	Rapporto con l'iniziativa parlamentare 12.400	6583
4.6	Diritto comparato e rapporto con il diritto europeo	6584
4.7	Evasione di interventi parlamentari	6586
5	Commento a singoli articoli	6587
5.1	Legge sull'energia	6587
5.2	Modifiche di altri atti normativi	6628
5.2.1	Legge del 17 giugno 2005 sul Tribunale federale	6628

5.2.2	Legge federale del 23 dicembre 2011 sulla riduzione delle emissioni di CO ₂	6629
5.2.3	Legge del 22 giugno 1979 sulla pianificazione del territorio	6638
5.2.4	Legge federale del 22 dicembre 1916 sull'utilizzazione delle forze idriche	6639
5.2.5	Legge federale del 21 marzo 2004 sull'energia nucleare	6639
5.2.6	Legge del 24 giugno 1902 sugli impianti elettrici	6643
5.2.7	Legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico	6644
5.2.8	Legge federale del 19 dicembre 1958 sulla circolazione stradale (LCStr)	6648
5.2.9	Legge del 4 ottobre 1963 sugli impianti di trasporto in condotta	6649
6	Ripercussioni	6650
6.1	Ripercussioni per la Confederazione	6650
6.1.1	Ripercussioni finanziarie	6650
6.1.2	Ripercussioni sul personale	6653
6.2	Per i Cantoni e i Comuni	6656
6.2.1	Ripercussioni finanziarie	6656
6.2.2	Ripercussioni sul personale	6657
6.3	Ripercussioni sull'economia nazionale	6657
6.3.1	Costi del parco di centrali elettriche, costi di rete e costi economici diretti	6658
6.3.2	Ripercussioni sulla crescita, il benessere e l'occupazione	6662
6.3.3	Ripercussioni sui singoli settori e sui singoli gruppi sociali	6664
6.3.4	Ripercussioni delle singole misure/varianti	6666
6.4	Ripercussioni sull'ambiente	6667
7	Rapporto con il programma di legislatura e le strategie nazionali del Consiglio federale	6669
7.1	Rapporto con il programma di legislatura	6669
7.2	Rapporto con la strategia per uno sviluppo sostenibile del Consiglio federale	6669
7.3	Rapporto con il Progetto territoriale Svizzera	6670
7.4	Rapporto con il piano d'azione Economia verde	6670
8	Aspetti giuridici	6671
8.1	Costituzionalità e legalità	6671
8.1.1	Basi giuridiche	6671
8.1.2	Compatibilità con i diritti fondamentali	6675
8.1.3	Rapporto con il diritto cantonale	6675
8.2	Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera	6676
8.3	Forma dell'atto	6678
8.4	Subordinazione al freno alle spese	6678
8.5	Conformità alla legge sui sussidi	6678

8.5.1	Contributo d'investimento per gli impianti fotovoltaici, gli impianti idroelettrici e a biomassa	6678
8.5.2	Promozione dell'informazione, della consulenza, della formazione e del perfezionamento, dell'impiego dell'energia e del recupero del calore residuo	6679
8.5.3	Promozione della ricerca	6680
8.6	Delega di competenze legislative	6680
8.7	Protezione dei dati	6681
Elenco delle abbreviazioni		6683
Legge sull'energia (LEne) (Disegno)		6687
Decreto federale concernente l'iniziativa popolare federale «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare» (Iniziativa per l'abbandono del nucleare) (Disegno)		6731

Messaggio

1 Situazione iniziale

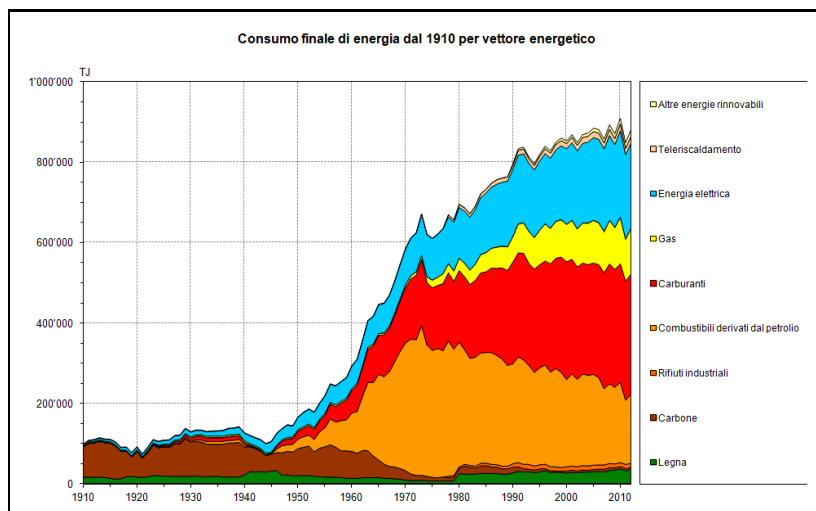
1.1 L'approvvigionamento energetico in Svizzera

L'approvvigionamento energetico in Svizzera è caratterizzato da un'elevata sicurezza dell'approvvigionamento, ma anche da una forte dipendenza dall'estero: circa l'80 per cento dell'energia primaria viene infatti importata. Il restante 20 per cento viene fornito da vettori energetici indigeni: legna, acqua, rifiuti domestici e industriali nonché altre energie rinnovabili (sole, vento, biogas, biocarburanti e calore ambientale). Queste ultime hanno tuttavia dato sinora un contributo limitato. Per quanto riguarda l'elettricità si può osservare come in Svizzera, considerati nel corso dell'anno, produzione e consumo si equivalgano.

1.1.1 Consumo di energia

Il grafico 1 mostra l'evoluzione del consumo finale di energia in Svizzera dal 1910. Nel corso del tempo la composizione dei diversi vettori energetici è fortemente cambiata. Dopo un periodo caratterizzato da un consumo energetico relativamente costante e basato prevalentemente sul carbone, dopo la Seconda Guerra mondiale si assiste a una rapida crescita del consumo finale di energia. In seguito alle crisi petrolifere degli anni Settanta questo aumento ha iniziato a rallentare dapprima leggermente e dal 1990 sensibilmente. Nello stesso periodo i combustibili e i carburanti di origine petrolifera hanno assunto un'importanza sempre maggiore rispetto al carbone. Dal 1970 assumono un ruolo sempre più importante il gas naturale e soprattutto l'elettricità, mentre il consumo di combustibili da petrolio è in calo.

Consumo finale di energia in Svizzera dal 1910 al 2012 suddiviso per vettori energetici



Nel 2012 il consumo finale di energia in Svizzera ammontava a circa 245 terawattora TWh¹ (882 petajoule PJ), di cui circa 59 TWh (212 PJ) riconducibili all'*energia elettrica* (24 %). Le altre principali percentuali del consumo finale di energia 2012 sono date dai carburanti (34 %), dai combustibili da petrolio (19 %) e dal gas naturale (13 %). La quota di carbone era inferiore all'uno per cento. La restante percentuale è costituita da energia da legno, teleriscaldamento, rifiuti industriali e altre energie rinnovabili.

Dal 1990 al 2012 il consumo finale di *energie rinnovabili* è aumentato da 35 TWh (126 PJ) a 51 TWh (184 PJ). Nello stesso periodo la quota delle energie rinnovabili nel consumo finale di energia è passata dal 16 al 21 per cento². Nel settore termico (riscaldamento, calore industriale) nel 2012 la quota delle energie rinnovabili nel consumo finale di energia era del 17 per cento³.

Nel 2012 il principale gruppo di consumo era costituito dai trasporti con il 35 per cento, seguito dalle economie domestiche con il 28 per cento, dall'industria con il 19 per cento e dai servizi con il 16 per cento (differenza statistica, inclusa l'agricoltura 2 %).⁴

¹ Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2012, Ufficio federale dell'energia. Con la conversione dei terajoule in terawattora (1 terawattora = 3600 terajoule).

² Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2012, Vorabzug, Ufficio federale dell'energia.

³ Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2012, Vorabzug, Ufficio federale dell'energia.

⁴ Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2012, Ufficio federale dell'energia.

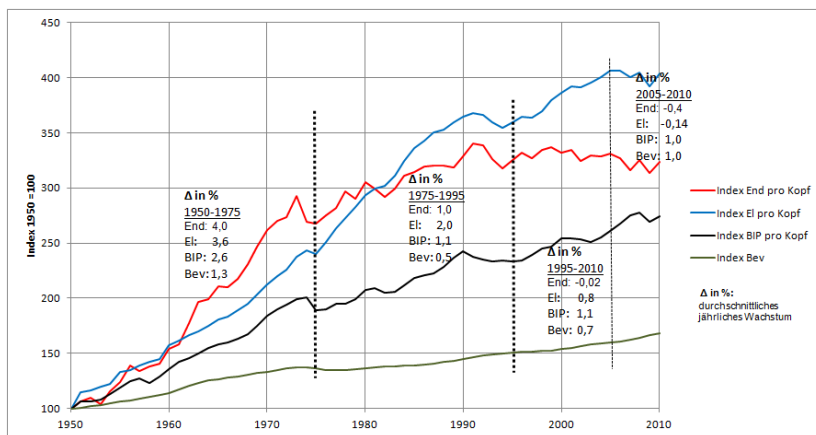
1.1.2

Consumo di energia e quota dei costi energetici nel PIL

Da anni la quota dei costi energetici nel prodotto interno lordo si attesta al 6 per cento. Il grafico 2 mostra gli sviluppi del prodotto interno lordo (PIL), del consumo finale di energia e di elettricità pro capite nonché la crescita demografica dal 1950.

Grafico 2

Evoluzione del consumo finale di energia e di elettricità nonché del prodotto interno lordo pro capite tra il 1950 e il 2010 (indice 1950=100)



Legenda: Index End pro Kopf = indice en. finale pro capite, Index El pro Kopf = indice en. el. pro capite, Index BIP pro Kopf = indice PIL pro capite, Index Bev = indice popolazione, durchschnittliches jährliches Wachstum = crescita media annua, End = en. fin, El = en. el., BIP = PIL, Bev = pop.

Si possono individuare tre fasi:

- fino al 1975 la crescita della domanda finale di energia e di elettricità pro capite era superiore alla crescita media annua del PIL pro capite;
- dal 1975 al 1995 la crescita della domanda di elettricità pro capite è stata superiore alla crescita del PIL. Il consumo finale di energia pro capite ha registrato un aumento inferiore a quello del PIL pro capite;
- dal 1995 al 2010 il PIL pro capite è aumentato in misura maggiore rispetto alla domanda finale di energia e di elettricità, la domanda finale di energia pro capite è addirittura leggermente diminuita. Dal 2005 al 2010 il consumo finale di energia pro capite è diminuito. La domanda di elettricità pro capite è rimasta stabile, nonostante il prodotto interno lordo annuo pro capite fosse aumentato dell'uno per cento.

1.1.3 Approvvigionamento elettrico

Da anni la produzione netta di energia elettrica è abbastanza stabile: nel 2012⁵ ammontava a 66 TWh, il che corrisponde pressappoco al consumo annuo nazionale. In inverno tuttavia la produzione non è in grado di coprire il fabbisogno, maggiore rispetto ai mesi estivi, per cui in questo periodo la Svizzera è costretta a importare elettricità. La produzione indigena di elettricità era costituita per il 60 per cento da fonti rinnovabili, perlopiù da centrali idroelettriche. La quota complessiva relativa a energia solare, biomassa, biogas, eolico e rifiuti era del 3 per cento. Circa il 37 per cento della produzione netta di energia elettrica proveniva dalle cinque centrali nucleari, mentre il resto da impianti termici convenzionali e centrali di teleriscaldamento.

Dalla nascita della «Stella di Laufenburg» nel 1958, anno in cui le reti elettriche di Germania, Francia e Svizzera sono state collegate e attivate in modo sincronizzato, la Svizzera, in quanto piattaforma per l'elettricità in Europa, è strettamente collegata alla rete continentale. 41 interconnettori e una capacità di trasporto installata superiore a 25 000 megawatt testimoniano il collegamento fisico ed economico della Svizzera al mercato europeo dell'elettricità. Ciò impone regole commerciali internazionali, che vengono progressivamente introdotte dall'UE e che vanno considerate nella regolamentazione svizzera.

Nel 2012 la Svizzera ha importato circa 87 TWh e ha esportato 89 TWh di energia elettrica, mentre il consumo interno lordo è stato di 63 TWh (comprese le perdite legate al trasporto e alla distribuzione). Il forte carico sulla rete di trasporto provoca già oggi limitazioni della produzione; le capacità di trasporto ai confini sono esaurite. Nella *rete ad altissima tensione* sussiste un notevole fabbisogno di investimenti, da un lato per misure di ammodernamento di una rete di trasporto obsoleta (cfr. n. 4.2.9). Dall'altro per il potenziamento della rete volto ad eliminare le scarse capacità regionali e conseguentemente agli sviluppi registrati in Germania (fortissimo aumento dell'immissione di elettricità prodotta a partire da energie rinnovabili con notevoli oscillazioni della produzione), per i flussi in transito di energia elettrica nonché a causa dell'integrazione delle nuove centrali ad accumulazione con impianti di pompaggio (centrali di pompaggio). Con le nuove centrali elettriche di Nant-de-Drance nel Cantone del Vallese (900 MW) e di Linth-Limmern nel Cantone di Glarona (1000 MW), attualmente in fase di realizzazione, nonché con le previste centrali del Lago Bianco a Poschiavo (1000 MW) e il progetto Grimsel 3 delle centrali elettriche di Oberhasli nell'area del Grimsel nel Cantone di Berna (660 MW) viene ulteriormente ampliata la capacità delle centrali elettriche nell'ambito delle centrali di pompaggio flessibili.

In futuro le *reti di distribuzione* dovranno ricevere elevate quantità di energia elettrica prodotta con energie rinnovabili in numerose centrali decentralizzate. Spesso infatti la produzione in queste centrali ha un andamento irregolare, il che complica la gestione del sistema *produzione-reti-consumo*. Di conseguenza anche le reti di distribuzione necessitano di interventi di potenziamento e ammodernamento (cfr. n. 4.2.9). In futuro anche lo stoccaggio di energia elettrica assumerà un ruolo centrale. In questo ambito sono richieste nuove tecnologie attraverso le quali poter accumulare energia elettrica soprattutto a livello locale e in base alle condizioni

⁵ Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2012, Vorabzug, Ufficio federale dell'energia.

stagionali (cfr. la parte dedicata allo stoccaggio di energia alla fine del presente capitolo).

Infine l'introduzione e l'applicazione di nuove tecnologie, ad esempio la gestione intelligente dei consumi, modificherà i requisiti in materia di sicurezza dell'approvvigionamento energetico. In questo contesto va citata la creazione nel lungo periodo di una nuova rete europea ad alta tensione («supergrid»), da gestire prevalentemente con corrente continua. Un tale sistema a livello europeo rafforzerebbe in maniera decisiva le capacità di trasporto.

Un'ulteriore sfida è rappresentata dalla costruzione di nuove centrali elettriche e dal rinnovamento di quelle esistenti: si tratta di progetti che attualmente godono di scarsa accettazione per svariati motivi (protezione del paesaggio, protezione delle acque, ecc.) e risultano pertanto di difficile realizzazione oppure vengono realizzati ma con forti ritardi.

Mentre per quanto riguarda i vettori energetici fossili (petrolio, gas) la Svizzera è totalmente dipendente dalle importazioni, come già menzionato la produzione e il consumo di energia elettrica considerati nel corso dell'anno pressappoco si equivalgono. Si assiste tuttavia a un intenso scambio con i Paesi esteri: abitualmente l'energia elettrica viene esportata di giorno e importata di notte. Inoltre nel semestre invernale devono essere importati grandi quantitativi di energia elettrica, mentre nei mesi estivi ci sono margini per le esportazioni. Attualmente nella maggior parte dei casi le importazioni di energia elettrica sono regolamentate da contratti d'acquisto a lungo termine che verranno presumibilmente abbandonati in caso di conclusione con l'UE dell'accordo relativo all'energia elettrica, i cui negoziati sono in corso dal 2007. Inoltre assume sempre maggiore importanza il commercio in borsa e fuori borsa. Per la futura sicurezza dell'approvvigionamento la Svizzera deve contare su un efficace scambio con i Paesi membri dell'UE confinanti. Per questa ragione l'economia elettrica svizzera si è sempre impegnata a favore di un'armonizzazione delle disposizioni tecniche in materia, partecipando attivamente alla loro elaborazione nei rispettivi organi.

Al fine di consentire alla Svizzera un'integrazione completa nel mercato interno dell'UE, la Commissione europea chiede tuttavia la stipula di un accordo sull'energia elettrica che assicuri un accesso reciproco e senza ostacoli al mercato elettrico interno.

A seguito dello sviluppo dinamico del settore elettrico in Europa e del forte aumento di energia elettrica da fonti rinnovabili immessa in rete, il commercio di elettricità si sta evolvendo. Il tradizionale modello commerciale caratterizzato da contratti d'acquisto a lungo termine con operazioni a termine, l'importazione di energia elettrica di base a basso costo e l'esportazione di carichi di picco dai serbatoi verranno sempre più soppiantati dalle operazioni spot e dalle capacità eccedenti disponibili in determinati periodi.

1.1.4 Approvvigionamento di petrolio

Il settore petrolifero consegue un fatturato annuo di circa 20 miliardi di franchi e occupa 15 000 collaboratori. Circa il 60 per cento delle importazioni di petrolio riguarda prodotti petroliferi finiti e solo il 40 per cento petrolio greggio che viene lavorato nelle raffinerie di Cressier e Collombey. Attualmente la raffinazione del

petrolio sta subendo profondi cambiamenti: lo sfruttamento delle raffinerie diminuisce in tutto il mondo, il che peggiora ulteriormente questo comparto. Il futuro delle due raffinerie svizzere di Cressier e Collombey è incerto. Seppur l'esistenza di proprie raffinerie rappresenti fondamentalmente un vantaggio per la Svizzera, una loro eventuale chiusura non comprometterebbe l'approvvigionamento del Paese con combustibili e carburanti fossili, poiché è possibile un'importazione esclusiva di prodotti petroliferi finiti.

Il settore petrolifero gestisce in Svizzera svariati depositi (cisterne). Secondo la legge dell'8 ottobre 1982 sull'approvvigionamento del Paese (LAP, RS 531) in questi depositi vanno tenute anche scorte obbligatorie di prodotti petroliferi in grado di coprire il fabbisogno svizzero per alcuni mesi (4,5 mesi per benzina, diesel e olio da riscaldamento, 3 mesi per il cherosene).

1.1.5 Approvvigionamento di gas naturale

Nel 2012 la quota di gas naturale rispetto al consumo finale di energia era del 13 per cento. La Svizzera importa tutto il gas naturale dall'estero, ma a differenza dei Paesi confinanti non dispone di grandi depositi propri. Esistono solamente piccoli impianti di accumulazione per la compensazione giornaliera. Il settore del gas ha risolto il problema cautelandosi mediante contratti di acquisto a lungo termine comprendenti clausole sull'approvvigionamento in caso di crisi. Inoltre l'azienda del gas romanda si è assicurata contrattualmente delle capacità nel deposito di Etrez presso Lione (F), di cui è cofinanziatrice.

In questo contesto svolgono un ruolo importante i cosiddetti clienti «a doppio combustibile» che possono passare dal gas naturale all'olio da riscaldamento e quindi non devono dipendere da un approvvigionamento di gas naturale ininterrotto. Questi clienti ottengono prezzi più convenienti, ma solitamente in caso di basse temperature devono optare per il combustibile alternativo. In Svizzera questo sistema riguarda attualmente circa un terzo della domanda di gas naturale.

In seguito alla crisi del gas russo-ucraina del 2009, l'UE ha ottimizzato il proprio sistema di gestione del gas in caso di crisi. Inoltre alla fine del 2011 è entrato in vigore un nuovo regolamento sull'approvvigionamento di gas⁶. Il regolamento concerne in particolare il coordinamento a livello di Unione europea dei piani di emergenza nazionali, nel momento in cui le situazioni di crisi non sono più gestibili attraverso i meccanismi di mercato. In caso di crisi i Paesi terzi vengono considerati in seconda battuta, il che per quanto riguarda l'approvvigionamento potrebbe costituire uno svantaggio anche per la Svizzera. La Confederazione esamina pertanto un'adesione elvetica al meccanismo di crisi dell'UE nel settore del gas. Per accrescere ulteriormente la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, è necessario altresì diversificare maggiormente i canali di acquisto di questa fonte energetica. Nell'ambito della politica estera in materia energetica la Svizzera sostiene pertanto il progetto del gasdotto transadriatico (TAP), grazie al quale dal 2017 si dovrebbe trasportare gas dall'Azerbaigian attraverso la Grecia e l'Albania verso l'Italia e in futuro anche fino in Svizzera.

⁶ Regolamento (UE) n. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 ottobre 2010, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga la direttiva 2004/67/CE del Consiglio (GU L 295, 12.11.2010, pag. 1).

Il settore del gas naturale in Svizzera consegue un fatturato annuo di circa 2,4 miliardi di franchi e occupa 1600 collaboratori.

1.1.6 Importanza dello stoccaggio di energia

Gli impianti di accumulazione dell'energia svolgono un ruolo fondamentale nel sistema globale di approvvigionamento di elettricità, accanto a una produzione orientata al fabbisogno, a consumatori flessibili e alle reti. Oltre alla compensazione stagionale, è sempre più necessaria anche una compensazione nel giro di alcuni giorni o alcune ore. Infatti una quota elevata di energie rinnovabili la cui produzione risulta irregolare provoca subitanei squilibri tra produzione e consumo.

Da modelli dettagliati risulta che le capacità installate delle centrali di pompaggio svizzere non sono sufficienti nel lungo termine per trasferire in inverno la sovrapproduzione estiva di energia elettrica degli impianti fotovoltaici ed eolici. Uno studio attualmente in corso indaga il fabbisogno elvetico di capacità di accumulazione nel lungo periodo nonché le condizioni quadro tecnologiche ed economiche. Lo studio prende in esame, oltre a diverse altre tecnologie di stoccaggio di energia, anche il «power to gas» (accumulazione nella rete del gas naturale di idrogeno prodotto con l'eccedenza di energia elettrica da fonti rinnovabili).

Il fabbisogno di stoccaggio dipende da un lato dall'evoluzione dell'offerta nonché dalla possibilità di pilotare gli impianti di produzione e i consumatori, dall'altro dallo sviluppo delle reti. Tale fabbisogno può essere ridotto rendendo flessibile la domanda, orientando al fabbisogno la produzione da energie rinnovabili oppure potenziando le reti.

1.1.7 Importanza della prevenzione delle crisi

Gli scenari energetici⁷ del Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) evidenziano come la dipendenza della Svizzera dalle importazioni può essere sensibilmente ridotta mediante una maggiore efficienza energetica, accrescendo in tal modo la sicurezza dell'approvvigionamento. Molto più complicato invece è ottenere una più ampia diversificazione dell'approvvigionamento in base a vettori energetici, Paesi di provenienza e vie di trasporto e rendere maggiormente flessibile il sistema di approvvigionamento. Pertanto la prevenzione delle crisi a livello sia nazionale (costituzione di scorte obbligatorie, misure di gestione) che internazionale (programma d'emergenza dell'Agenzia Internazionale per l'Energia, AIE) continua a essere un argomento rilevante.

⁷ Prospettive energetiche 2050, Ufficio federale dell'energia, Prognos AG, Basilea ed Ecoplan AG, Berna. Consultabile su Internet all'indirizzo: www.ufe.admin.ch > Strategia energetica 2050 > Prospettive energetiche 2050.

1.2

Basi giuridiche e competenze

Secondo l'articolo 89 capoverso 1 della Costituzione federale⁸ (Cost.), nell'ambito delle loro competenze la Confederazione e i Cantoni si adoperano per un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico ed ecologico. In particolare va garantita la sicurezza dell'approvvigionamento⁹, nel senso di un approvvigionamento ottimale dal punto di vista dell'economia globale. Altre regole sulla sicurezza dell'approvvigionamento, in riferimento all'energia elettrica, sono contenute tra l'altro nella legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)¹⁰.

La Confederazione emana principi per l'utilizzazione delle energie indigene e di quelle rinnovabili e per un consumo energetico parsimonioso e razionale (art. 89 cpv. 2 Cost.); inoltre emana prescrizioni sul consumo di energia di impianti, veicoli ed apparecchi e promuove lo sviluppo di tecniche energetiche nel settore del risparmio energetico e delle energie rinnovabili. Le misure riguardanti il consumo di energia negli edifici sono perlopiù di competenza dei Cantoni. L'articolo 90 Cost. assegna alla Confederazione la competenza legislativa nel campo dell'energia nucleare. Di competenza della Confederazione è anche la regolamentazione del trasporto e della fornitura di energia (art. 91 Cost.).

A partire dal 1990 tutti i Cantoni hanno emanato o modificato proprie leggi sull'energia o prescrizioni in materia di diritto dell'energia.

1.3

La precedente politica energetica nazionale

1.3.1

La Strategia energetica 2007

Nel 2007 il Consiglio federale ha deciso di fondare la sua Strategia energetica su quattro pilastri: efficienza energetica, incentivazione delle energie rinnovabili, sostituzione e nuova costruzione di impianti di grande potenza per la produzione di energia elettrica (comprese nuove centrali nucleari) e rafforzamento della politica estera in materia energetica. Già allora veniva data la massima priorità all'efficienza energetica e alle energie rinnovabili. Nella sua decisione il Consiglio federale si è basato sulle *Prospettive energetiche 2035*¹¹ pubblicate dal DATEC nel febbraio 2007, risultato del lavoro pluriennale di specialisti del settore economico, dell'economia energetica, dell'industria e dell'amministrazione.

Piani d'azione e obiettivi

Al fine di concretizzare la Strategia energetica, nel 2007 il Consiglio federale ha approvato due piani d'azione¹². Le misure in essi contenute miravano a ridurre del 20 per cento il consumo di energie fossili tra il 2010 e il 2020, aumentare del 50 per

⁸ RS 101

⁹ René Schaffhauser, St. Galler Kommentar, art. 89 Cost., n. marg. 6, comma 1, 2ª edizione 2008.

¹⁰ RS 734.7

¹¹ Prospettive energetiche 2035, volumi 1–5, Ufficio federale dell'energia, Prognos AG, Basilea ed Ecoplan AG, Berna. Consultabile su Internet all'indirizzo: www.ufe.admin.ch > Strategia energetica 2050 > Prospettive energetiche 2050.

¹² Piani d'azione «Efficienza energetica» e «Energie rinnovabili», Ufficio federale dell'energia, 2008.

cento la quota di energie rinnovabili rispetto al consumo energetico complessivo e limitare a un massimo del 5 per cento l'incremento del consumo di elettricità. Dopo il 2020 i piani d'azione prevedono una stabilizzazione del consumo di energia elettrica. Gli orientamenti dei piani d'azione del 2008 vengono ripresi dall'attuale primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 e perseguiti con maggiore intensità in base ai nuovi obiettivi.

Strumenti e misure

La politica energetica nazionale basata sulla Strategia energetica 2007 è costituita da una combinazione di incentivi, misure di promozione, prescrizioni sul consumo, standard minimi e misure nell'ambito della ricerca e della formazione. Recentemente è stato approvato il piano d'azione «Ricerca energetica coordinata in Svizzera», elaborato in questo contesto, che risulta notevolmente rafforzato dal nuovo orientamento della politica energetica (cfr. n. 2.3.2). Un importante strumento per l'attuazione di questi obiettivi è costituito dal programma SvizzeraEnergia¹³ nella sua terza fase dal 2011 al 2020. Le attività di SvizzeraEnergia si concentrano su sensibilizzazione, informazione, consulenza, formazione e perfezionamento, assicurazione qualità, collegamento in rete e promozione di progetti all'avanguardia (cfr. n. 4.2.12).

Parallelamente sono stati impiegati altri strumenti che contribuiscono ad aumentare l'*efficienza energetica* quali le prescrizioni sull'efficienza, le etichette energia, i bandi di gara per misure di efficienza energetica e le convenzioni sugli obiettivi con le aziende.

Come principale pilastro nella promozione dell'energia elettrica prodotta a partire da energie rinnovabili è stata creata la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC). I costi, non coperti dai prezzi di mercato (art. 15b cpv. 1 lett. a LEne), dei gestori di rete per il ritiro di energia elettrica prodotta con tecnologie per le quali è prevista la remunerazione (ad es. energia eolica, energia solare, biomassa) sono finanziati con un supplemento sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto (supplemento rete).

1.3.2 La politica estera della Confederazione in materia energetica

La Confederazione persegue una politica estera attiva in materia energetica¹⁴. I tre principali obiettivi di tale politica sono la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, la garanzia di un mercato dell'energia competitivo e la promozione di un utilizzo dell'energia efficiente e rispettoso del clima. La Svizzera intende raggiungere questi obiettivi attraverso una più intensa collaborazione con i Paesi confinanti come pure con alcuni Stati europei ed extraeuropei e con l'Unione europea (UE), nonché impegnandosi attivamente nelle organizzazioni internazionali. La partecipazione della Svizzera nelle organizzazioni internazionali si concentra in modo preminente sull'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) e sull'Agenzia internazionale per l'energia atomica (AIEA). Inoltre la Svizzera è impegnata in altre organizza-

¹³ Programma SvizzeraEnergia. Consultabile in Internet all'indirizzo: www.ufe.admin.ch > Temi > SvizzeraEnergia.

¹⁴ Terzo rapporto sulla politica estera in materia energetica 2012, DATEC, DFAE e DFE.

zioni, quali l'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA), il Comitato per l'energia della Commissione economica per l'Europa dell'ONU (ECE/ONU), la Rete europea delle agenzie nazionali di energia (EnR), l'International Energy Forum (IEF), la Carta dell'energia e l'Agenzia per l'energia nucleare dell'OCSE (AEN).

La Svizzera ha sottoscritto dichiarazioni d'intenti (Memorandum of Understanding) per la collaborazione nel settore energetico con i seguenti Stati: Azerbaigian (2007), Emirati Arabi Uniti (2009), Turchia (2009), Russia (2011), Grecia (2012), Italia (2012), Lussemburgo (2012) nonché Germania e Austria (2012). Nel settore della ricerca energetica: Germania e Austria (2009, «smart grid»), Stati Uniti, Australia e Islanda (2010, geotermia).

Le relazioni con l'UE in materia di politica energetica

Attualmente non esistono tra la Svizzera e l'UE relazioni di carattere istituzionale in ambito energetico. Tutte le attività della Svizzera nell'ambito della politica energetica dell'UE fanno riferimento a una base ad hoc o a progetti specifici. Dal 2009 ad esempio la Svizzera è invitata dalla rispettiva Presidenza del Consiglio dell'UE, insieme ai membri dell'AEE, della Comunità dell'energia e ai candidati all'adesione all'UE, a incontri informali dei Ministri dell'energia.

Rappresentanti svizzeri partecipano in qualità di osservatori a diversi forum sull'energia dell'UE: Firenze (mercato dell'energia elettrica), Madrid (mercato del gas), Berlino (energie fossili), Bucarest (efficienza energetica ed energie rinnovabili) e Bratislava/Praga (energia nucleare).

Dal novembre 2007 sono in corso i negoziati con l'UE per la stipula di un accordo bilaterale nel settore elettrico. Nell'autunno 2010 il Consiglio federale ha ampliato il mandato per l'avvio di negoziati sull'energia, adeguandolo agli sviluppi giuridici nell'UE. L'energia elettrica resta l'argomento più urgente da affrontare nell'ambito di questi negoziati con l'UE; tuttavia nel lungo periodo si punta a raggiungere un accordo globale sull'energia.

Cooperazione allo sviluppo

Nell'ambito della cooperazione allo sviluppo i progetti con rilevanza energetica stanno assumendo sempre maggiore importanza. Negli ultimi anni pertanto la Svizzera ha intensificato le proprie attività in questo ambito. Attraverso programmi multilaterali delle banche di sviluppo e progetti bilaterali, la Svizzera contribuisce a sviluppare un'economia energetica maggiormente sostenibile nei Paesi in sviluppo e in transizione. Una quota importante dei mezzi approvati nel febbraio 2011 con il messaggio concernente l'aumento dei mezzi destinati al finanziamento dell'aiuto pubblico allo sviluppo¹⁵ viene impiegata dalla Direzione dello sviluppo e della cooperazione (DSC) e dalla Segreteria di Stato dell'economia (SECO) per il finanziamento iniziale di programmi della Convenzione sul clima.

¹⁵ Decreto federale del 28 febbraio concernente l'aumento dei mezzi destinati al finanziamento dell'aiuto pubblico allo sviluppo – DSC, FF **2011** 2659.

1.3.3

Accordo sull'energia elettrica con l'UE

Con l'introduzione nel 2009 del «Terzo pacchetto per il mercato interno dell'energia elettrica»¹⁶ l'UE ha compiuto un ulteriore passo verso un mercato dell'energia libero internamente all'Unione europea. Di seguito sono elencate le principali novità:

- maggiori competenze e compiti per le autorità nazionali di regolamentazione (ANR) e istituzione di un'agenzia europea per la cooperazione delle ANR, la cosiddetta «Agency for the Cooperation of Energy Regulators» (ACER);
- regolamentazione a livello di UE del commercio transfrontaliero dell'energia e sviluppo coordinato della rete di trasporto. I gestori delle reti di trasporto collaborano in seno all'«European Network of Transmission System Operators for electricity» (ENTSO-E) e all'«European Network of Transmission System Operators for gas» (ENTSO-G). ACER ed ENTSO elaborano le principali linee guida e i codici di rete. L'ACER sorveglia l'ENTSO che pertanto è sottoposta alla sorveglianza dell'UE;
- una distinzione più marcata tra produzione, trasporto e distribuzione di energia nonché regole accompagnatorie volte a garantire condizioni unitarie («level playing field») e trasparenza nel mercato interno dell'energia. Tra queste vi sono regole riguardanti la concorrenza e gli aiuti statali, il regolamento REMIT¹⁷, la tutela dei consumatori nonché regole di protezione ambientale fino alla direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili¹⁸;
- l'acquis comunitario in materia di energia viene costantemente sviluppato: attualmente l'UE si sta occupando delle modifiche delle regole inerenti agli aiuti statali, della problematica dei flussi di elettricità internazionali non controllati (i cosiddetti «loop flow») e dei mercati delle capacità nonché più a lungo termine dello sviluppo degli obiettivi 20–20–20¹⁹ dopo il 2020;
- il mercato energetico interno comprende anche il gas naturale. La Svizzera è interessata a essere coinvolta nei meccanismi di crisi del gas nonostante essa, per la mancanza di una regolamentazione globale del mercato del gas, non soddisfi i requisiti e nonostante il gas naturale non sia oggetto dei negoziati. Con il riequipaggiamento del gasdotto Transgas per il flusso di ritorno dall'Italia verso il Nord Europa, dal 2016 il ruolo della Svizzera come Paese di transito del gas diventerà più significativo;
- la regolamentazione comunitaria in materia di energia non si applica soltanto all'UE, ma anche allo SEE e – trascorsi i termini transitori – alla comunità energetica dell'Europa meridionale.

¹⁶ Direttiva 2009/72/CE; regolamenti 713/2009 e 714/2009

¹⁷ «Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency»: Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (GU n. L 326/1, 8.12.2011).

¹⁸ Direttiva 2009/28/CE

¹⁹ Riduzione delle emissioni ad effetto serra di almeno il 20 % rispetto al 1990, aumento al 20 % della quota utilizzata di vettori energetici rinnovabili della produzione globale di energia, riduzione del consumo energetico del 20 % rispetto al livello previsto nel 2020 attraverso il miglioramento dell'efficienza energetica, cfr. n. 4.2.1.

Poiché non è ancora noto l'esito delle trattative in corso relative all'accordo sull'energia elettrica con l'UE, al momento non è da escludere che tale accordo comporti ulteriori modifiche delle misure proposte in questa sede.

Effetti per la Svizzera degli sviluppi nell'UE

Per quanto riguarda gli aspetti principali la LAP e l'ordinamento svizzero relativo al mercato elettrico sono già allineati alle disposizioni quadro dell'UE. Considerato lo stretto legame con il mercato energetico europeo la Svizzera deve garantire efficaci condizioni quadro per il commercio. Senza l'accordo sull'energia elettrica, la Svizzera potrà partecipare a medio termine allo sviluppo della regolamentazione dell'UE e ai codici di rete soltanto a livello informale, in occasione delle procedure di consultazione. Per una collaborazione attiva la Svizzera dovrebbe partecipare con pari diritti all'ENTSO-E e all'ACER.

Secondo l'UE nel 2014, con il completamento del mercato energetico interno, la Svizzera non potrà più essere presente negli organi UE competenti in materia energetica. La posizione dell'UE nei negoziati è nota: ripresa nella misura più ampia possibile dell'acquis in materia di energia elettrica, inclusa la totale apertura del relativo mercato (così come già previsto nella LAEI), gestione conforme alla regolamentazione comunitaria degli elettrodotti di confine (abolizione delle priorità dei contratti a lungo termine al confine franco-svizzero), attuazione del Regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) e regole accompagnatoria riguardanti ad esempio gli aiuti statali, ripresa della direttiva 2009/28/CE²⁰ sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (direttiva RES) unitamente alla definizione di un obiettivo svizzero, ecc.

Le conseguenze della mancata stipula dell'accordo sull'energia elettrica possono essere descritte solo in modo sommario. Per l'UE una lacuna regolatoria elvetica non impedirebbe il completamento del mercato energetico interno. Ai fini dell'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili le centrali di pompaggio svizzere sono importanti anche per l'UE che tuttavia persegue parallelamente altre opzioni quali la gestione del carico, l'ampliamento della rete e le capacità di stoccaggio in Scandinavia.

Senza un accordo sull'energia elettrica dal 2014 i protagonisti del mercato svizzero dovrebbero confrontarsi con una crescente incertezza giuridica e pianificatoria. La partecipazione al mercato di commercianti e produttori elvetici sarebbe più difficoltosa, i Paesi confinanti verrebbero preferiti per la gestione degli elettrodotti di confine, il gestore svizzero di rete Swissgrid potrebbe essere escluso dall'ENTSO-E e la futura infrastruttura della rete europea verrebbe realizzata lasciando fuori la Svizzera.

Una limitazione del mercato si ripercuoterebbe negativamente non solo sulla sicurezza dell'approvvigionamento (in particolare nel semestre invernale), ma anche sui prezzi al consumo. A causa dell'accesso indiretto alle borse elettriche dell'UE il commercio di elettricità con l'Unione avrebbe costi elevati. Per ottenere servizi di sistema si potrebbe ricorrere in misura minore al mercato europeo. Inoltre la Svizzera sarebbe svantaggiata nel conteggio finanziario dei flussi transfrontalieri di elettricità.

²⁰ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16.

1.3.4 Apertura del mercato dell'elettricità

L'apertura del mercato svizzero dell'elettricità è regolamentata dalla LAEL ed è suddivisa in due tappe. L'apertura parziale del mercato, già oggi in atto, è limitata ai consumatori finali con un consumo annuo di almeno 100 MWh. Negli ultimi tempi in questo settore la concorrenza si è inasprita, a seguito dei prezzi di mercato divenuti più convenienti (soprattutto a causa del tasso di cambio franco – euro). Diverse industrie svizzere si riforniscono già oggi da offerenti dell'UE con la mediazione di commercianti svizzeri. Nel restante ambito, data l'assegnazione fissa di aree di approvvigionamento a circa 700 aziende di approvvigionamento elettrico, continuano a esistere monopoli nell'approvvigionamento a livello locale con differenze di prezzo talvolta sensibili. L'apertura totale del mercato dovrebbe avvenire successivamente tramite decreto federale soggetto a referendum facoltativo. Questa seconda fase prevede un'apertura totale del mercato per le aziende con un consumo annuo minimo di 100 MWh, mentre a tutti gli altri clienti lascia la scelta se cercare un fornitore o rimanere in un modello protetto offerto dall'impresa di approvvigionamento elettrico locale (modello opzionale di approvvigionamento elettrico assicurato).

La seconda fase di apertura del mercato e un adeguamento dei modelli tariffari per l'energia elettrica mirano a favorire la concorrenza e creare una maggiore integrazione nel mercato interno europeo e costituiscono due requisiti vincolanti per un accordo sull'energia elettrica con l'UE. L'Ufficio federale dell'energia sta esaminando le fasi successive, in particolare un'attuazione del modello opzionale di approvvigionamento elettrico assicurato compatibile con l'apertura totale del mercato e un accordo sull'energia elettrica. Dal punto di vista odierno le misure previste dal primo pacchetto per l'attuazione della Strategia energetica 2050 sono compatibili con l'apertura totale del mercato dell'elettricità.

1.4 Contesto internazionale

1.4.1 La precedente politica energetica nell'UE

Nel 2009 l'UE ha stabilito per il 2020 obiettivi ambiziosi in materia di politica energetica e di protezione del clima: ridurre del 20 per cento le emissioni di gas serra rispetto ai valori del 1990, aumentare del 20 per cento la quota di energie rinnovabili e migliorare del 20 per cento l'efficienza energetica in rapporto a un'evoluzione senza nuove misure (obiettivi 20–20–20).

Nell'ambito del pacchetto Clima ed energia l'UE ha emanato la direttiva 2009/28/CE²¹ sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (direttiva RES). La direttiva RES impone a livello di Unione europea un obiettivo del 20 per cento di energie rinnovabili nel consumo finale lordo di energia entro il 2020, contro l'8,9 per cento del 2006. Da questo obiettivo preminente derivano obiettivi nazionali vincolanti per i singoli Stati membri. L'obiettivo di incremento di produzione per ogni Stato membro è calcolato in funzione della rispettiva forza economica.

²¹ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, GU n. L 140 del 5.6.2009, pag. 16.

1.4.2

Gli sviluppi attuali nell'UE

Lo sviluppo della politica energetica

Nel dicembre 2011 la Commissione europea ha pubblicato la tabella di marcia per l'energia 2050²². Sullo sfondo di alcuni scenari, si analizzano delle modalità per trasformare il sistema energetico in modo da ridurre l'impiego di vettori energetici da carbone (decarbonizzazione) nell'orizzonte temporale del 2050. Nel documento la Commissione giunge alla conclusione che il miglioramento dell'efficienza energetica ha la priorità in tutti gli scenari di decarbonizzazione. Inoltre il maggior ricorso alle energie rinnovabili dopo il 2020 costituisce un requisito fondamentale per garantire un sistema energetico sicuro e sostenibile. Attualmente all'interno dell'UE si sta riflettendo su come gli obiettivi 20-20-20 possano essere estesi entro il 2030. Vengono prese in considerazione diverse opzioni: una maggiore concentrazione sul sistema di scambio delle quote di emissioni e minori finanziamenti, una maggiore armonizzazione a livello europeo dei sistemi di finanziamento oppure nuovi obiettivi vincolanti entro il 2030. Un rapporto intermedio dell'UE del marzo 2013 evidenzia un rallentamento dello sviluppo delle energie rinnovabili causato dalla crisi economica; senza l'adozione di misure supplementari l'obiettivo del 20 per cento potrebbe non essere raggiunto.

Tale scenario si sta delineando già da tempo per quanto riguarda l'obiettivo del 20 per cento in più di efficienza energetica. Per questo motivo nell'ottobre 2012 è stata emanata una nuova direttiva sull'efficienza²³ che include, tra le altre, le seguenti misure:

- gli Stati stabiliscono per il 2020 obiettivi di efficienza nazionali indicativi (espressi sotto forma di livello assoluto di consumo di energia primaria o di energia finale) tenendo conto dell'obiettivo UE di un risparmio energetico del 20 per cento. Nel 2014 l'UE verificherà gli aumenti dell'efficienza;
- gli Stati istituiscono un regime nazionale obbligatorio di efficienza energetica che impone alle imprese di approvvigionamento di energia risparmi energetici annui pari all'1,5 per cento. I sistemi possono essere strutturati in modo flessibile. In alternativa ai regimi nazionali obbligatori di efficienza energetica gli Stati possono adottare altre misure volte al risparmio energetico;
- l'amministrazione pubblica, a livello di Stato centrale, è tenuta a procedere ogni anno al risanamento energetico del 3 per cento della superficie degli edifici utilizzati;
- gli Stati devono definire strategie a lungo termine per il risanamento energetico del parco edifici nazionale.

Lo sviluppo del mercato dell'elettricità in Europa

In Europa il settore dell'elettricità sta attraversando una fase di grandi cambiamenti, non solamente a seguito dell'incidente nucleare di Fukushima e della conseguente decisione di alcuni Paesi di trasformare il proprio sistema energetico, ma anche in

²² COM (2011) 885

²³ Direttiva 2012/27/UE

considerazione degli obiettivi del 20 per cento introdotti dalla politica energetica e di protezione del clima dell'UE.

In questo contesto alcuni Paesi europei hanno iniziato a promuovere in modo massiccio il potenziamento delle energie rinnovabili. Ciò ha portato, in particolare in Germania e Italia, a un forte aumento della potenza installata degli impianti fotovoltaici e dell'energia eolica. Di conseguenza sui mercati europei dell'elettricità il carico residuo (carico complessivo meno l'immissione delle energie rinnovabili) è ora inferiore, ma allo stesso tempo più volatile. Specialmente con buone condizioni meteorologiche e un'elevata quota di immissione di energia elettrica da impianti fotovoltaici si osserva una forte diminuzione del carico residuo durante la fascia di mezzogiorno e un relativo calo dei prezzi del carico di punta. Di conseguenza le centrali convenzionali vengono estromesse dal mercato. Questo si ripercuote sull'esercizio e sulla redditività delle centrali di pompaggio svizzere che finora acquistavano elettricità a basso prezzo da pompare di notte e vendevano a prezzo elevato l'energia destinata al carico di punta durante il giorno. Il risultato: il tradizionale commercio di energia elettrica svizzero, caratterizzato da esportazioni negli orari di punta e da importazioni negli altri orari, si trova ora sotto pressione.

A causa delle attuali differenze di prezzo, in Europa le centrali a gas vengono soppiantate dalle centrali a carbone. In seguito alla promozione del gas di scisto negli Stati Uniti, i prezzi del gas sono attualmente piuttosto bassi rispetto agli anni passati. Tuttavia, a causa tra l'altro dei contratti di acquisto a lungo termine del metano, in Europa anche i prezzi del carbone sono vantaggiosi. Ciò è da ricondurre ai prezzi bassi del carbone negli Stati Uniti e ai prezzi estremamente bassi per i certificati relativi al CO₂ in Europa. Solamente un forte aumento del prezzo del CO₂ renderebbe le centrali a gas nuovamente competitive rispetto alle centrali a carbone.

A seguito della crisi economico-finanziaria nel 2009 in molti Paesi europei si è assistito a un crollo della domanda di energia elettrica. Nel frattempo la domanda in alcuni casi si è ripresa, ma dal 2008 i prezzi spot e a termine per l'energia elettrica si attestano su un livello basso. Questi prezzi bassi sono da ricondurre al calo della domanda e all'eccesso di offerta nelle capacità produttive, soprattutto a causa del forte sviluppo delle energie rinnovabili. Questo fenomeno colpisce anche le tariffe svizzere dell'elettricità: prima del 2009 i costi medi di produzione in Svizzera erano nettamente inferiori ai prezzi di mercato. Dal 2009 i prezzi spot medi svizzeri (Swissix) sono fortemente diminuiti. La crisi dell'euro ha ulteriormente accentuato la differenza tra i prezzi spot svizzeri (in euro) e i costi di produzione svizzeri (in franchi). In alcuni casi i prezzi spot sono addirittura inferiori ai costi di produzione.

Di conseguenza il margine di investimento è ristretto. In tutta l'Europa le imprese di approvvigionamento energetico e di commercio di energia elettrica cercano nuovi modelli aziendali. Oltre a porre ulteriori sfide, il nuovo contesto di mercato crea anche nuove esigenze e nuovi ambiti di attività (ad es. per i servizi energetici, i prodotti flessibili), portando quindi con sé anche grandi opportunità.

1.4.3 Prospettive internazionali

Nel *World Energy Outlook 2012* l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) prevede che il consumo mondiale di energia aumenterà di oltre il 33 per cento tra il 2010 e il 2035 («New Policies Scenario» dell'AIE), anche nel caso in cui la comuni-

tà di Stati riuscirà ad attuare con successo le sue prescrizioni di politica energetica e climatica (leggi nazionali, nonché indicazioni non vincolanti nell'ambito dei negoziati sul clima e del G-20). Nel suo rapporto l'Agenzia osserva inoltre che:

- per poter stabilizzare il clima mondiale e limitare l'innalzamento della temperatura globale a 2° C devono essere sfruttate tutte le opzioni di politica energetica – efficienza energetica, energie rinnovabili, energia nucleare, separazione del CO₂ e stoccaggio;
- gli attuali sforzi nell'ambito dell'efficienza energetica non permetteranno di sfruttare pienamente il potenziale economico delle misure di efficienza. A livello mondiale quattro quinti del potenziale di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore degli edifici e oltre metà nell'industria non sono sfruttati;
- la soppressione degli ostacoli agli investimenti in efficienza energetica consentirebbe di sfruttare appieno questo enorme potenziale. I benefici ottenibili non dipenderebbero da sviluppi tecnologici rivoluzionari;
- l'era dei combustibili fossili è ben lungi dall'essere terminata (parola chiave: estrazione non convenzionale di petrolio e gas naturale), ma la loro supremazia inizia a indebolirsi leggermente;
- la domanda mondiale di elettricità aumenta a una velocità quasi doppia rispetto a quella del consumo mondiale di energia;
- circa un terzo della nuova capacità di generazione elettrica che verrà costruita entro il 2035 servirà per sostituire gli impianti che verranno dismessi. Il 50 per cento della nuova capacità si basa su fonti rinnovabili, anche se a livello mondiale il carbone rimane il combustibile più utilizzato per la produzione di elettricità;
- nonostante il costante aumento in termini assoluti della produzione di energia elettrica dall'energia nucleare (a seguito dell'espansione in Cina, Corea, India e Russia), la sua quota rispetto alla produzione mondiale di elettricità è passata dal 17 per cento nel 1990 al 13 per cento nel 2010²⁴;
- nel 2035 quasi un terzo della produzione complessiva di energia elettrica deriverà dalle energie rinnovabili.

La Strategia energetica 2050 si basa sulle conclusioni del *World Energy Outlook* e su altre analisi dell'AIE, nonché sulle raccomandazioni che essa emana all'attenzione dei governi per la definizione di una politica in materia di energia sicura, economica e sostenibile. Lo scenario NEP (Nuova politica energetica) trasferisce a livello nazionale l'obiettivo di limitare a 2 gradi l'aumento della temperatura, obiettivo centrale della conferenza ministeriale dell'AIE e della Conferenza internazionale sul clima e che corrisponde anche alla posizione sostenuta dalla Svizzera a queste conferenze.

1.5 Sicurezza dell'approvvigionamento: i rischi

1.5.1 Rischi a livello globale

A causa dei prezzi bassi dell'energia (petrolio, gas naturale, uranio), delle incertezze sui mercati e dell'assenza di concorrenza, negli scorsi anni gli investimenti nelle infrastrutture energetiche sono stati trascurati a livello mondiale. L'integrazione di vettori energetici situati in luoghi sempre più difficilmente accessibili comporta un aumento dei prezzi di collegamento e utilizzazione. A ciò si aggiungono il crescente fabbisogno energetico dei Paesi emergenti e la corsa globale alle risorse energetiche. Entrambe queste situazioni rendono necessari a livello globale investimenti nella catena di approvvigionamento convenzionale e portano tendenzialmente a un periodo caratterizzato da un aumento dei prezzi dell'energia. Tuttavia, attualmente nel settore del gas è rilevabile uno sviluppo dei prezzi differenziato a seconda dell'area geografica: mentre gli Stati Uniti, in seguito al massiccio incremento della promozione del gas non convenzionale (in particolare gas di scisto) si stanno trasformando da Paese importatore a Paese esportatore di gas e da tempo, a causa dell'aumento della produzione, presentano un mercato del gas caratterizzato da prezzi bassi, in Europa, nonostante la difficile situazione economica, i prezzi del gas continuano ad attestarsi su livelli elevati. Anche in Asia i prezzi di questo vettore energetico sono alti e risultano in costante aumento a seguito della forte domanda.

I rischi che potrebbero minacciare l'approvvigionamento energetico fino al 2050 non risiedono tanto nella penuria di risorse energetiche fossili, quanto piuttosto nei conflitti geopolitici. Le riserve convenzionali attestate di petrolio e gas naturale si trovano prevalentemente negli Stati dell'OPEC e in Russia, Paesi con una posizione dominante sul mercato. I conflitti in Medio Oriente dipendono in parte anche dalla disponibilità di riserve energetiche. I rischi di incidenti, i rischi di sabotaggio e i rischi naturali sono notevoli, in quanto vaste aree economiche vengono rifornite da sistemi di trasporto fortemente concentrati (oleodotti, grandi petroliere, reti di trasporto).

D'altro canto gli Stati con grandi riserve energetiche dipendono dagli introiti derivanti dall'esportazione di energia e anch'essi quindi contano su relazioni stabili e sicure con i Paesi consumatori. I giacimenti di carbone e uranio e le energie rinnovabili presentano una più ampia diversificazione rispetto al petrolio e al gas naturale. In particolare anche gli Stati dell'OCSE dispongono di vaste riserve di questi vettori energetici.

1.5.2 Rischi a livello nazionale

Attualmente la Svizzera può contare su un'elevata sicurezza dell'approvvigionamento. Per poter mantenere tale situazione anche nel medio-lungo periodo è necessario intervenire, indipendentemente dall'abbandono dell'energia nucleare. Le infrastrutture elvetiche per l'approvvigionamento energetico sono molto sfruttate e in parte obsolete; con il tempo e con il costante utilizzo aumenta il rischio di guasti tecnici. Ciò vale in particolare per le reti elettriche. È pertanto indispensabile un rapido potenziamento e ammodernamento delle reti elettriche svizzere (cfr. n. 2.3.5 e 4.2.9). A causa della forte domanda di energia elettrica a livello mondiale è importante dal punto di vista strategico globale ridurre la forte dipendenza svizzera dalle importazioni di energia elettrica (vettori energetici fossili) e, accanto agli sforzi

verso una maggiore efficienza, aumentare la quota di produzione indigena. Inoltre è di fondamentale importanza proteggere altri sistemi ed elementi di grande rilevanza (sistemi di controllo, centri di calcolo, ecc.), in modo adeguato e in base ai rischi, da effetti naturali, tecnici e umani (ad es. catastrofi naturali, sabotaggi, attentati terroristici o attacchi informatici) al fine di evitare gravi interruzioni dell'approvvigionamento energetico con pesanti conseguenze per la popolazione e l'economia (cfr. n. 4.3.5 e commento all'art. 8 D-LEne).

1.6 Gli attuali sviluppi dell'energia nucleare all'estero

La catastrofe nucleare di Fukushima

L'11 marzo 2011 un terremoto di magnitudo 8,9 della scala Richter e il conseguente tsunami hanno devastato la zona nord-orientale dell'isola giapponese di Honshu. La catastrofe ha colpito anche la centrale nucleare di Fukushima Daiichi e i suoi sei reattori, provocando la fusione del nocciolo nei blocchi I–III. Sono fuoriuscite grandi quantità di materiale radioattivo che hanno contaminato aria, terreno, acqua e alimenti nelle aree circostanti. In seguito a una valutazione della radioattività complessiva delle sostanze disperse, in base alla scala di valutazione internazionale degli eventi nucleari (INES) l'autorità di sicurezza nucleare nipponica ha classificato l'evento come di grado sette, ossia «incidente catastrofico».

Lo sviluppo attuale dell'energia nucleare

La catastrofe di Fukushima ha indotto il *Giappone* a rivedere la propria politica energetica. Prima di questo evento il governo aveva pianificato un massiccio incremento della quota di energia nucleare per l'approvvigionamento elettrico dal 30 al 50 per cento. Dopo l'incidente ha deciso una sensibile riduzione dell'energia nucleare e contemporaneamente il potenziamento delle energie rinnovabili. Il successivo governo ha nuovamente assunto una posizione favorevole al nucleare.

Nell'*Unione europea* ogni Stato membro è libero di scegliere se impiegare o meno l'energia nucleare. La base per l'utilizzo pacifico dell'energia nucleare è stata creata nel 1957 con la costituzione della Comunità europea dell'energia atomica (Euratom). In *Germania* nel giugno 2011 il Governo federale ha ritirato l'autorizzazione all'esercizio alle sette centrali nucleari più vecchie e alla centrale nucleare di Krümmel e ha deciso il graduale abbandono dell'energia nucleare entro il 2022. In *Austria*, in base a una legge che vieta la produzione di energia elettrica attraverso la fissione nucleare, non esistono centrali nucleari attive, mentre la *Francia* è il secondo produttore al mondo di energia nucleare, con 58 centrali nucleari operative e altre due attualmente in fase di realizzazione o progettazione. Il nuovo governo ha annunciato di voler ridurre entro il 2025 la quota di energia nucleare nel mix di energia elettrica della Francia dall'attuale 75 per cento al 50 per cento. A fine 2016 dovrebbe chiudere la centrale nucleare di Fessenheim, in Alsazia, a cui partecipano anche i gruppi energetici svizzeri Alpiq, Axpo e BKW. Per la messa fuori esercizio delle 58 centrali nucleari l'EDF ha stanziato circa 11 miliardi di franchi; tuttavia la Corte dei conti francese ha stabilito un fabbisogno finanziario per lo smantellamento delle centrali nucleari pari al doppio di tale importo. *Paesi Bassi* e *Polonia* hanno abbandonato i propri progetti di costruzione di una nuova, rispettivamente di una prima centrale nucleare.

In occasione di un referendum svoltosi nel giugno 2011 l'*Italia* ha rifiutato un ritorno all'energia nucleare; già nel 1987 gli Italiani si erano espressi contro la costruzione di centrali nucleari. La *Gran Bretagna* gestisce 16 centrali nucleari e dal 2008 sta progettando la costruzione di quattro centrali nucleari il cui finanziamento va garantito attraverso prezzi di ritiro garantiti.

Nel giugno 2011 la Commissione europea ha deciso di sottoporre tutte le centrali nucleari europee a uno stress test²⁵ per verificare gli effetti di eventi naturali ed incidenti. Anche i gestori delle centrali nucleari svizzere hanno partecipato allo stress test dell'UE. Gli esperti dello «European Nuclear Safety Regulators Group» sono giunti alla conclusione che le nostre centrali nucleari soddisfano i requisiti di sicurezza internazionali in tutti gli ambiti.

Gli *Stati Uniti d'America* sono il maggior produttore al mondo di energia nucleare, con 100 reattori che producono un quinto dell'elettricità degli Stati Uniti. Nel febbraio 2012 il governo statunitense ha autorizzato per la prima volta dopo oltre 30 anni la costruzione di nuove centrali nucleari. L'autorità di sicurezza nucleare ha rilasciato l'autorizzazione per la costruzione di due reattori nello stato federale della Georgia. La ditta che gestirà l'impianto ha ottenuto dal governo garanzie statali sui crediti per oltre otto miliardi di dollari. Complessivamente stanno per essere realizzati tre reattori.

In *Cina* attualmente sono attivi 18 reattori, 28 sono in fase di costruzione e numerosi altri sono in fase di progettazione. Dopo la catastrofe di Fukushima, in via cautelare la Repubblica Popolare Cinese ha congelato unicamente a titolo provvisorio lo sviluppo programmato dell'energia nucleare.

In *Russia* sono operative in rete 33 centrali nucleari e altri dieci reattori sono in fase di realizzazione. Per i prossimi dieci anni la Russia ha previsto la costruzione di numerose altre centrali nucleari.

In *Turchia* e negli *Emirati Arabi Uniti* i primi progetti di centrali nucleari sono in uno stadio avanzato.

In *Francia* e *Finlandia* sono in fase di costruzione due nuovi reattori pressurizzati ad acqua europei (EPR, «European Pressurized Reactor»). L'EPR appartiene alla generazione III/III+. Secondo le informazioni diffuse nel febbraio 2013 i due progetti dovrebbero entrare in funzione nel 2016. Originariamente la centrale di Flamanville (F) doveva essere attiva nel 2012 e quella di Olkiluoto (FIN) nel 2009.

Oltre ai termini, nel corso del tempo sono stati adeguati anche i costi di costruzione dei due progetti. Per la centrale di Flamanville i costi, stimati inizialmente dai committenti a 3–3,5 miliardi di euro, a fine 2012 avevano già toccato quota 8,5 miliardi di euro. I costi per la centrale di Olkiluoto, stimati nel 2005 a 3 miliardi di euro, sono stati progressivamente ritoccati verso l'alto e attualmente si attestano a circa 8,5 miliardi di euro. Nonostante questi costi supplementari la Finlandia prosegue con i propri progetti di costruzione di altre centrali nucleari.

Infine bisogna considerare che in molti Paesi la questione della disattivazione e dello smaltimento non è ancora stata risolta.

²⁵ COM (2011) 784 finale

2

L'attuale politica energetica nazionale

2.1

Rielaborazione delle Prospettive energetiche

In seguito alla catastrofe di Fukushima, nel marzo 2011 il Consiglio federale ha incaricato il DATEC di riesaminare l'attuale Strategia energetica e aggiornare le Prospettive energetiche 2035 (cfr. n. 1.3.1)²⁶.

Oltre alle varianti relative all'offerta di energia elettrica, i modelli di economia energetica delle Prospettive energetiche distinguono tre varianti politiche: gli scenari *Status quo*, *Nuova politica energetica* e *Misure politiche del Consiglio federale*:

- lo scenario (di riferimento) *Status quo* è incentrato sulle misure e mostra la domanda e l'offerta in materia di energia, indipendentemente dall'abbandono del nucleare, ipotizzando che l'insieme degli strumenti, delle misure e delle leggi in vigore nell'ambito della politica energetica non sia modificato fino al 2050, bensì unicamente adeguato, eventualmente in modo differito, al progresso tecnologico;
- lo scenario *Nuova politica energetica* prevede un'evoluzione del consumo di energia e della produzione di energia elettrica in Svizzera fino al 2050 che consente di ridurre le emissioni di CO₂ a 1,5 tonnellata pro capite entro questa data. Questo scenario richiede una politica di riduzione del CO₂ e di efficienza energetica armonizzata sul piano internazionale come anche una cooperazione internazionale approfondita nel campo della ricerca e dello sviluppo;
- anche lo scenario *Misure politiche del Consiglio federale* è incentrato sulle misure ed evidenzia quali effetti avrà l'attuale primo pacchetto di misure per l'attuazione della Strategia energetica 2050 sulla domanda di energia e sull'offerta di energia elettrica (cfr. n. 4.3).

La seguente tabella di Prognos (2012) presenta i dettagli dei tre scenari *Status quo*, *Misure politiche del Consiglio federale* e *Nuova politica energetica*, così come sono stati utilizzati nei lavori tecnici delle Prospettive energetiche.

²⁶ Prospettive energetiche 2050, Ufficio federale dell'energia, Prognos AG, Basilea ed Ecoplan AG, Berna. Consultabile su Internet all'indirizzo: www.ufe.admin.ch > Strategia energetica 2050 > Prospettive energetiche 2050.

Scenari e loro utilizzazione nelle Prospettive energetiche

Status quo	Misure politiche del Consiglio federale	Nuova politica energetica
Economie domestiche, edifici		Obiettivi strategici principali - Emissioni di CO₂ entro il 2050 1–1,5 t pro capite - Potenziabili sostenibili della biomassa limitati Requisiti strategici secondari - Efficienza prima delle energie rinnovabili - Risparmio riscaldamento - Efficienza elettrica importante (compreso refrigeramento) - Mobilità elettrica necessaria - Biomasse prioritarie per il trasporto merci e gli impianti di cogenerazione – produzione di elettricità
- Moderato proseguimento MoPEC - Programma Edifici 200 mio. fr. - Promozione energie rinnovabili dal Programma Edifici - Moderato proseguimento degli standard	- Inasprimento MoPEC - Sostituzione riscaldamenti a resistenza - Programma Edifici 300 mio. fr. dal 2014 600 mio. fr. dal 2015 - Inasprimenti standard apparecchi, impianti domestici - Nuovi edifici sostitutivi - SIA 380/4 obbligatoria nelle abitazioni plurifamiliari e negli edifici residenziali misti	
Industria e servizi		
- Bandi di gara 16–27 mio. fr./anno - Impegni individuali volontari	- Bandi di gara 100 mio. fr. annui - Bonus efficienza o su tassa sul CO₂ e quota RIC - Ottimizzazione dell'esercizio edifici - Promozione degli impianti ORC	
Trasporti		
- Nel 2025 raggiunti i valori limite delle emissioni, direttiva UE (130/95 g CO₂/km) - Maggiore efficienza della struttura dei trasporti	- Nel 2020 raggiunti i valori limite inaspriti per le flotte, direttiva UE (130/95 g CO₂/km e 35 g CO₂/km nel 2050) - Organizzazione dei trasporti	

Fonte: UFE, Prognos 2012

Le Prospettive energetiche 2050 hanno portato alle seguenti conclusioni:

- mantenendo l'attuale politica energetica il *consumo finale di energia* può essere notevolmente ridotto;
- proseguendo con l'attuale politica energetica (scenario *Status quo*) e senza ricorrere a misure più severe, il *consumo di elettricità*, nonostante la maggior efficienza degli apparecchi e delle applicazioni, continuerà ad aumentare (a causa della crescita economica e demografica, del maggior numero di apparecchi nelle economie domestiche, dei nuovi apparecchi ed applicazioni, della maggior superficie pro capite nelle abitazioni nonché dell'elettrificazione dei trasporti);
- con l'attuale parco di centrali elettriche, mantenendo l'attuale politica energetica e con la progressiva scadenza dei contratti di acquisto a lungo termine di energia elettrica stipulati con la Francia, risulta un notevole *fabbisogno di copertura* a medio e lungo termine

- il *potenziale delle energie rinnovabili sfruttabile in modo durevole* è stimato in 24,2 TWh fino al 2050, di cui 11,1 TWh relativi al fotovoltaico, 4,3 TWh all'eolico, 1,2 TWh alla biomassa, 4,4 TWh alla geotermia e 3,2 TWh tra impianti di depurazione delle acque, impianti di incenerimento dei rifiuti e biogas;
- il potenziale di sviluppo degli *impianti idroelettrici di grandi e piccole dimensioni* è di circa 3,2 TWh (potenziale netto, ossia inclusi gli effetti della legge del 24 gennaio 1991 sulla protezione delle acque, LPAc, RS 814.20) e con il contributo degli impianti di accumulazione di 8,6 TWh;
- le emissioni di CO₂ possono, a seconda della composizione del parco di centrali, essere notevolmente ridotte.

La descrizione dettagliata dei modelli, i dati di riferimento, le ipotesi e i risultati figurano nei relativi rapporti di base²⁷.

Le *Prospettive energetiche* dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) poggiano su scenari e modelli quantitativi che tengono conto dei diversi elementi del sistema energetico e analizzano i loro influssi reciproci. Viene condotta un'analisi dell'intero settore energetico e non solamente dell'energia elettrica. Le Prospettive energetiche non costituiscono previsioni, ma analisi *ipotetiche*. Esse indicano una possibile realtà ed evidenziano in che modo i prezzi dell'energia, la crescita economica e demografica (evoluzioni generali), le norme, gli strumenti d'intervento sui prezzi e gli incentivi (strumenti politici) si ripercuotono sul sistema energetico.

2.2 Decisione di abbandonare l'energia nucleare

A seguito della catastrofe nucleare di Fukushima e sulla scorta delle attuali Prospettive energetiche e delle altre basi decisionali in materia di politica energetica, il 25 maggio 2011 abbiamo deciso il graduale abbandono dell'energia nucleare. Le attuali centrali nucleari verranno disattivate al termine del loro ciclo di vita e non saranno sostituite da nuovi impianti nucleari. Secondo noi l'obiettivo dell'abbandono totale richiederà un periodo tecnico di sicurezza di 50 anni, dipendente esclusivamente dai controlli di sicurezza dell'Ispettorato federale della sicurezza nucleare (IFSN) e non dalla politica. Le centrali nucleari dovrebbero essere disattivate con la seguente tempistica: Beznau 1 nel 2019, Beznau 2 e Mühleberg nel 2022, Gösgen nel 2029 e Leibstadt nel 2034. Non vediamo alcuna necessità di disattivare anticipatamente queste centrali.

Con l'adozione della mozione Schmidt 11.3436 Abbandono graduale dell'energia nucleare²⁸ e della mozione 11.3257 Abbandonare il nucleare, del gruppo dei Verdi²⁹, nel 2011 sia il Consiglio Nazionale sia il Consiglio degli Stati hanno aderito

²⁷ Prospettive energetiche 2050, Ufficio federale dell'energia, Prognos AG, Basilea ed Ecoplan AG, Berna. Consultabile su Internet all'indirizzo: www.ufe.admin.ch > Strategia energetica 2050 > Prospettive energetiche 2050.

²⁸ Mozione Schmidt 11.3436 Abbandono graduale dell'energia nucleare, del 14 aprile 2011.

²⁹ Mozione gruppo dei Verdi 11.3257 Abbandonare il nucleare, del 18 marzo 2011.

alla nostra decisione concernente l'abbandono del nucleare. Inoltre, con l'adozione della mozione 11.3426 Nessuna nuova autorizzazione di massima per la costruzione di centrali nucleari, del gruppo BD³⁰, il Parlamento ha incaricato il Consiglio federale di elaborare una modifica della legge del 21 marzo 2003³¹ sull'energia nucleare (LENu) secondo cui non deve essere più rilasciata nessuna autorizzazione di massima per la costruzione di nuove centrali nucleari. Si è tuttavia evitato di pronunciare un divieto tecnologico. Il 16 novembre 2012 è stata presentata, corredata delle necessarie firme, l'iniziativa popolare «*Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)*» (cfr. n. 3). La LENu vigente prevede, indipendentemente dalle prescrizioni sulla disattivazione di un impianto nucleare, soltanto poche disposizioni riguardanti l'esercizio a lungo termine e la fase conclusiva dell'esercizio. L'IFSN ha più volte sottolineato questa problematica e ha formulato una proposta per una regolamentazione giuridica dell'esercizio a lungo termine. Inoltre sono stati depositati diversi interventi parlamentari aventi per oggetto una limitazione della durata delle centrali nucleari oppure una «soluzione sulla base di accordi» per la disattivazione delle centrali nucleari.

Queste varianti per l'abbandono del nucleare potrebbero condurre in alcuni casi alla messa fuori servizio della centrale in questione prima della fine della durata d'esercizio, stabilita in funzione di criteri di sicurezza tecnici. Ciò potrebbe compromettere la libertà economica delle società di gestione e la garanzia della proprietà. Per le varianti che non prevedono durate individuali e motivate da aspetti di sicurezza viene preso in considerazione un obbligo di indennizzo, perlomeno nei casi in cui i gestori, facendo affidamento sull'attuale quadro giuridico, hanno effettuato investimenti non ammortizzabili. La proposta del nostro Collegio consente invece di escludere gli indennizzi.

2.3 Strategia energetica 2050

Le decisioni del nostro Collegio e del Parlamento impongono una graduale trasformazione dell'attuale sistema energetico e un nuovo orientamento della politica energetica. A tal fine abbiamo elaborato la Strategia energetica 2050.

2.3.1 Obiettivi

Secondo quanto da noi deciso il 25 maggio 2011 la Strategia energetica 2050 è orientata agli obiettivi a medio e lungo termine dello scenario *Nuova politica energetica* (cfr. n. 2.1). La domanda finale di energia deve essere fortemente diminuita entro il 2050, nel quadro di una politica climatica ed energetica coordinata a livello internazionale, e le emissioni di CO₂ devono essere ridotte a una quota variabile tra 1 e 1,5 tonnellate pro capite.

³⁰ Mozione gruppo BD 11.3426 Nessuna nuova autorizzazione di massima per la costruzione di centrali nucleari, del 14 aprile 2011

³¹ RS 732.1

Entro il 2050 perseguiamo gli obiettivi a lungo termine di seguito descritti:

- il *consumo finale medio di energia pro capite all'anno* deve essere ridotto entro il 2050 del 54 per cento rispetto al 2000, il che corrisponde a un *consumo finale di energia* stimato di circa 125 TWh (451 PJ) nel 2050. In questo contesto subirà un forte calo anche la potenza continua necessaria pro capite, attualmente elevata e pari a 6000 watt. I maggiori potenziali riguardano in primo luogo i trasporti e il calore;
- il *consumo medio di energia elettrica pro capite all'anno* deve essere ridotto entro il 2050 del 18 per cento rispetto al 2000, il che corrisponde a un consumo di energia elettrica stimato di 53 TWh (191 PJ) e un consumo nazionale di 57,6 TWh (207 PJ) nel 2050;
- per quanto possibile, nel 2050 la produzione annua media di *elettricità da nuove energie rinnovabili* (escluse le centrali idroelettriche) deve essere pari almeno a 24,2 TWh;
- nel 2050 la produzione annua media di *elettricità delle centrali idroelettriche* deve essere pari almeno a 38,6 TWh. Nel caso delle centrali di pompaggio, in questo obiettivo è inclusa solamente la produzione proveniente da affluenti naturali.

Entro il 2035 perseguiamo gli obiettivi a medio termine di seguito descritti:

- il *consumo finale medio di energia pro capite all'anno* dev'essere ridotto entro il 2035 del 43 per cento rispetto al 2000, il che corrisponde a un *consumo finale di energia* di circa 152 TWh (549 PJ) nel 2035;
- il *consumo medio di energia elettrica pro capite all'anno* deve essere ridotto entro il 2035 del 13 per cento rispetto al 2000, il che corrisponde a un consumo di energia elettrica stimato di 55 TWh (198 PJ) e un consumo nazionale di 59,9 TWh (216 PJ) nel 2035;
- per quanto possibile, nel 2035 la produzione annua media di *elettricità da nuove energie rinnovabili* (escluse le centrali idroelettriche) deve essere pari almeno a 14,5 TWh;
- nel 2035 la produzione annua media di *elettricità delle centrali idroelettriche* deve essere pari almeno a 37,4 TWh. Nel caso delle centrali di pompaggio, in questo obiettivo è inclusa solamente la produzione proveniente da affluenti naturali.

2.3.2 Orientamenti

Con la Strategia energetica 2050 perseguiamo gli orientamenti di seguito descritti:

- *ridurre il consumo di energia e di elettricità*: intendiamo sostenere, in generale, l'uso parsimonioso dell'energia e in particolare quello dell'energia elettrica attraverso misure volte ad accrescere l'efficienza energetica (cfr. n. 4.2.1);
- *aumentare la quota di energie rinnovabili*: in particolare occorre potenziare le centrali idroelettriche e le energie rinnovabili, la cui quota nel mix di energia elettrica deve essere fortemente accresciuta (cfr. n. 4.2.6). Tuttavia per coprire la domanda bisognerà probabilmente potenziare la produzione di

energia elettrica con combustibili fossili degli impianti di cogenerazione ed eventualmente delle centrali a gas a ciclo combinato o incrementare le importazioni di elettricità (cfr. n. 4.2.7);

- *approvvigionamento energetico*: è importante avere un accesso diretto ai mercati energetici internazionali e, attraverso questi, ai produttori di energia: ciò vale in particolare per il settore dei carburanti. Lo scambio di energia elettrica con l'estero è indispensabile per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica e la compensazione temporanea. Per i futuri impianti di produzione interni e lo scambio di energia elettrica è assolutamente necessario potenziare le reti di trasporto e trasformare le reti in «smart grid» (cfr. n. 4.2.9). La rete svizzera deve altresì essere collegata in modo ottimale alla rete europea e alla futura «supergrid» europea;
- *trasformazione e potenziamento delle reti elettriche e dello stoccaggio di energia elettrica*: a causa del carattere fluttuante dell'immissione di energia elettrica dovuto al potenziamento delle nuove energie rinnovabili, cresce la necessità di trasformare e potenziare le reti elettriche (cfr. n. 4.2.9) e di accumulare energia elettrica (sull'importanza dello stoccaggio dell'energia elettrica cfr. n. 1.1);
- *incentivare la ricerca in campo energetico*: per sostenere la trasformazione del sistema energetico occorre potenziare la ricerca in campo energetico. In merito, nel marzo 2013 il Parlamento ha già approvato il piano d'azione *Ricerca energetica coordinata in Svizzera*;
- *Confederazione, Cantoni, città e Comuni fungono da modello*: la Confederazione, i Cantoni, le città e i Comuni svolgono una funzione esemplare, ad esempio nell'ambito degli standard costruttivi dei loro edifici. Per il loro fabbisogno di energia elettrica e di energia termica ricorrono in larga parte alle energie rinnovabili e prestano la dovuta attenzione al principio «best practice» in tutti gli ambiti. A questo proposito svolgono un ruolo importante il label «Città dell'energia» e il programma «Regione-Energia» assegnati da SvizzeraEnergia;
- la *collaborazione internazionale* nel settore energetico deve essere ulteriormente intensificata.

2.3.3 Sintesi del primo pacchetto di misure

Il 18 aprile 2012 abbiamo incaricato il DATEC di elaborare un primo pacchetto di misure per la Strategia energetica 2050 basato sull'attuale base costituzionale.

Oltre al previsto abbandono dell'energia nucleare il progetto include svariate misure, descritte dettagliatamente al numero 4.2. Nella legge sull'energia devono essere fissati obiettivi relativi al potenziamento della produzione da energie rinnovabili nonché al consumo. Tali obiettivi fungono da valori di riferimento e costituiscono un valido orientamento per l'economia e la società.

Con il primo pacchetto di misure si mira ai seguenti obiettivi:

- entro il 2020 il *consumo finale di energia medio pro capite all'anno* deve essere ridotto del 16 per cento rispetto al 2000, il che corrisponde a un consumo finale di energia stimato di circa 213 TWh (767 PJ) nel 2020;

- entro il 2020 il *consumo medio di energia elettrica pro capite all'anno* deve essere ridotto del 3 per cento rispetto al 2000, il che corrisponde a un consumo stimato di elettricità di 59 TWh (211 PJ) e a un consumo nazionale di 64,0 TWh (230 PJ) nel 2020;
- nel 2020 la produzione annua media di *elettricità da nuove energie rinnovabili* (escluse le centrali idroelettriche) deve essere almeno di 4,4 TWh;
- nel 2035 la produzione annua media di *elettricità delle centrali idroelettriche* deve essere almeno di 37,4 TWh. Nel caso delle centrali di pompaggio in questo obiettivo è inclusa solamente la produzione proveniente da affluenti naturali.

Misure nell'ambito dell'efficienza energetica:

- efficienza energetica nel settore degli edifici: aumento della tassa sul CO₂ e contemporaneo rafforzamento del programma di risanamento degli edifici al fine di aumentare la quota di risanamenti (n. 4.2.1);
- efficienza energetica nel settore dell'industria e dei servizi: coinvolgimento delle imprese in convenzioni sugli obiettivi/modelli d'incentivazione; potenziamento dei bandi di gara (n. 4.2.2);
- efficienza energetica nel settore della mobilità: inasprimento del valore obiettivo per le emissioni di CO₂ delle automobili; introduzione di un obiettivo di CO₂ per autoveicoli e trattori a sella leggeri (n. 4.2.3);
- efficienza energetica degli apparecchi elettrici: ampliamento e inasprimento periodico delle prescrizioni sull'efficienza (n. 4.2.4);
- efficienza energetica nel settore dei fornitori di elettricità: obbligo per i fornitori di elettricità di raggiungere obiettivi di efficienza mediante certificati bianchi (n. 4.2.5).

Misure nell'ambito delle energie rinnovabili (n. 4.2.6):

- innalzamento del tetto massimo di spesa complessivo (supplemento rete) a 2,3 ct./kWh;
- esplicita introduzione del diritto al consumo proprio sancita per legge;
- ampliamento delle garanzie per la copertura dei rischi finanziari nella geotermia degli strati profondi;
- introduzione di un concetto per il potenziamento delle energie rinnovabili come base per la definizione vincolante nei piani direttori e di utilizzazione cantonali di territori destinati all'impiego di tali energie;
- riconoscimento di un interesse nazionale per l'impiego e il potenziamento delle energie rinnovabili;
- accelerazione delle procedure di autorizzazione.

Misure per l'ottimizzazione della remunerazione per l'immissione di elettricità (n. 4.2.6):

- trasformazione dell'attuale RIC in un sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità con commercializzazione diretta;
- possibilità di definire i tassi di remunerazione anche mediante aste;

- introduzione di un limite minimo di 300 kW per la promozione delle centrali idroelettriche di piccole dimensioni;
- promozione degli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni attraverso contributi d'investimento (versamento unico);
- promozione di ampliamenti o rinnovamenti considerevoli solo per determinati tipi di impianti e soltanto attraverso i contributi d'investimento;
- rinuncia a inserire nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità altri impianti di incenerimento dei rifiuti e di depurazione delle acque, nonché impianti combinati con combustibili o carburanti fossili.

Misure nell'ambito delle centrali elettriche a combustibili fossili (n. 4.2.7):

- possibilità per i gestori degli impianti di cogenerazione di un'esenzione parziale dalla tassa sul CO₂ sui combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica, sempre che essi soddisfino determinate condizioni;
- regola del consumo proprio anche per gli impianti di cogenerazione;
- obbligo dei gestori di rete di ritirare e remunerare in modo adeguato l'elettricità prodotta nei piccoli impianti di cogenerazione;
- miglioramento delle condizioni d'investimento per le centrali termiche a gas a ciclo combinato alimentate con combustibili fossili.

Misure nell'ambito delle reti elettriche (n. 4.2.9):

- accelerazione delle procedure mediante l'introduzione di termini ordinatori per le procedure dei piani settoriali e di approvazione dei piani nonché la riduzione della durata della procedura di ricorso;
- creazione di basi giuridiche per l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti («smart meter»).

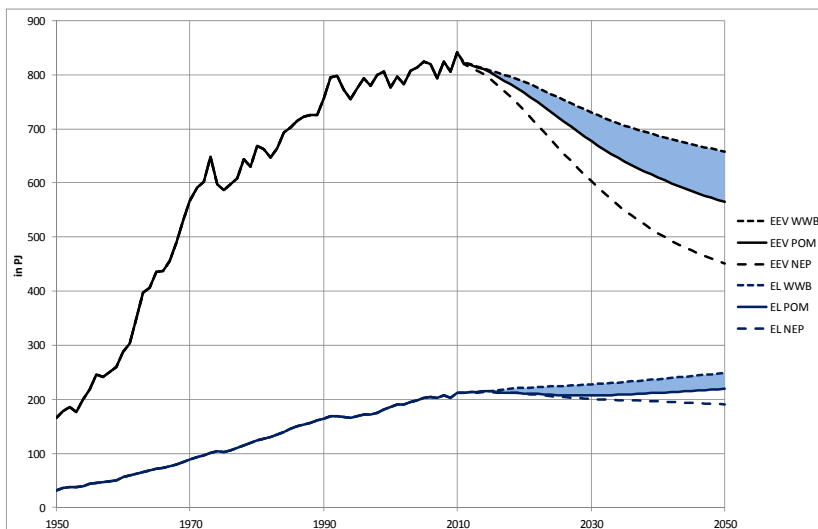
Queste misure giuridiche principali sono accompagnate da innumerevoli altre misure, ad es. progetti pilota e di dimostrazione, programmi faro (n. 4.2.10), l'assunzione di una funzione di modello da parte della Confederazione (n. 4.2.11) e il programma SvizzeraEnergia (n. 4.2.12).

Lo sviluppo degli impianti di accumulazione viene promosso sia attraverso una maggiore ricerca sia attraverso l'effetto incentivante della remunerazione della produzione pilotabile (n. 4.2.6). Inoltre al momento si sta esaminando come poter influenzare il mercato dell'elettricità in modo da remunerare proporzionalmente al loro valore la capacità e la flessibilità dei sistemi di accumulazione.

Attraverso il pacchetto di misure nel suo complesso vengono sfruttati i potenziali che la Svizzera è in grado già ora di realizzare con le tecnologie disponibili o prevedibili e per i quali non è necessaria un'ulteriore collaborazione in materia di politica energetica coordinata a livello internazionale. Per fare ciò, viene sfruttato in larga misura il potenziale delle energie rinnovabili utilizzabile in modo sostenibile.

Il Grafico 3 mostra il contributo del primo pacchetto di misure al raggiungimento degli obiettivi a lungo termine per il 2050.

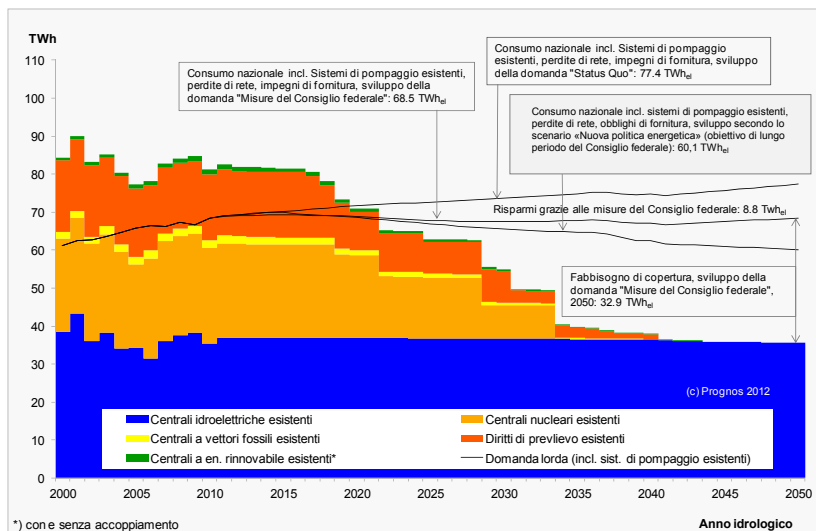
Consumo finale di energia e di elettricità dal 1950 al 2050 negli scenari *Status quo* (WWB), *Misure politiche del Consiglio federale* (POM) e *Nuova politica energetica* (NEP) in PJ (3,6 PJ = 1 TWh). Le aree in blu indicano i risparmi che possono essere conseguiti con il pacchetto di misure del Consiglio federale rispetto allo scenario *Status quo*



Fonte: Prognos, 2012

Se confrontato con lo scenario *Status quo*, lo scenario *Misure del Consiglio federale* presenta nel 2050 una riduzione del consumo di elettricità pari a 8,8 TWh (cfr. il grafico 4). Rimane un fabbisogno di copertura di elettricità di 33 TWh, da soddisfare attraverso le energie rinnovabili e, se necessario, la produzione di energia elettrica da centrali termiche a combustibili fossili e le importazioni.

Consumo nazionale, inclusi i sistemi di pompaggio esistenti, dal 2000 al 2050 in TWh e lacuna nella copertura dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale*



Nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico secondo la legge del 23 dicembre 2011 sul CO₂ (legge sul CO₂, RS 641.71) si riducono entro il 2050 di 21,9 milioni di tonnellate rispetto al 2010. Ciò a fronte di una produzione di energia elettrica basata principalmente sulle energie rinnovabili e, ad integrazione, sulle centrali termiche a combustibili fossili (variante relativa all'offerta C&E delle Prospettive energetiche 2050). La produzione di energia elettrica da fonti fossili nelle centrali a gas a ciclo combinato e negli impianti di cogenerazione provocherà nel 2050 circa 2,8 milioni di tonnellate di CO₂.

2.3.4 Ulteriori tappe della Strategia energetica 2050: passaggio dalla promozione all'incentivazione

La Strategia energetica 2050 prevede un riorientamento strategico nel medio termine della politica energetica, unitamente a uno sviluppo della politica climatica. In tale contesto, nella seconda fase della Strategia energetica 2050, l'attuale sistema di promozione (supplemento rete per la promozione della produzione di elettricità da energie rinnovabili e destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂ per il programma di risanamento degli edifici) verrà sostituito da un sistema d'incentivazione.

Gli obiettivi di politica energetica e climatica vengono stabiliti per tempo dal Consiglio federale per gli anni di riferimento (ad es. 2030, 2040, 2050). Attualmente gli

obiettivi climatici sono stati definiti fino al 2020 nella legge sul CO₂. L'ulteriore sviluppo dipende dai progressi che saranno stati compiuti verso una convenzione sul clima vincolante a livello internazionale. Tutto ciò avviene tenendo conto anche degli obiettivi internazionali e degli sviluppi scientifici. A tal riguardo si verifica se gli obiettivi per la Svizzera relativi ai diversi settori e vettori energetici debbano essere ritoccati verso il basso al fine di poter prendere in considerazione le differenze esistenti. Non ha senso che lo Stato promuova senza limiti la produzione da energie rinnovabili e il risanamento degli edifici. Per questo motivo la promozione viene gradualmente ridotta e sostituita da un sistema d'incentivazione basato sul prezzo.

La possibile struttura della seconda fase e del passaggio verrà coordinata con i lavori del DFF (cfr. n. 2.4).

Passaggio dalla promozione all'incentivazione

Dal 1° gennaio 2021 l'attuale tassa sul CO₂ e il supplemento rete per il finanziamento delle remunerazioni nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità verranno raggruppati in una tassa sull'energia. Parte dei proventi derivanti dalla tassa sull'energia sarà destinata al finanziamento degli strumenti di promozione esistenti (in particolare la remunerazione per l'immissione di elettricità e il Programma Edifici); la restante parte verrà distribuita in modo forfettario. In base al raggiungimento degli obiettivi l'attuale sistema di promozione verrà gradualmente eliminato e nella seconda tappa della Strategia energetica 2050 si applicherà la tassa sull'energia come puro strumento d'incentivazione, senza destinazione vincolata per le misure di promozione. In questa fase transitoria la pianificabilità e la sicurezza degli investimenti devono essere sempre garantite al massimo.

Tassa sull'energia: riscossione e distribuzione

La succitata tassa sull'energia potrà riguardare sia l'energia elettrica sia i combustibili e i carburanti. L'aliquota per i combustibili e i carburanti può essere costituita da due parti, una basata sul valore energetico (in franchi per unità energetica) e una basata sul contenuto di CO₂ (in franchi per tonnellata di CO₂). L'aliquota della tassa per l'elettricità può essere calcolata in base al consumo (in franchi per unità energetica, ad es. chilowattora). Per quanto concerne l'elettricità, la quantità da tassare è presumibilmente quella fornita ai consumatori finali, mentre per i combustibili e i carburanti quella non soggetta alla tassa e messa in circolazione. A causa delle difficoltà tecniche legate all'esecuzione del rilevamento dei combustibili rinnovabili per la produzione di energia termica (biomassa, legna inclusa), bisognerà valutare la possibilità che la tassa sull'energia comprenda in alternativa solamente l'energia elettrica prodotta con combustibili rinnovabili. L'ammontare della tassa dovrà essere orientato al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica e climatica.

Gli introiti derivanti dalla tassa saranno distribuiti alle imprese e alla popolazione. Grazie alla non incidenza sul bilancio della Confederazione, il raggiungimento degli obiettivi non comporterà un onere supplementare per i contribuenti.

Per le imprese a elevato consumo energetico che a causa della tassa sull'energia potrebbero vedere notevolmente minacciata la loro competitività internazionale, saranno prese in esame delle deroghe, sulla base dei sistemi esistenti.

A seconda della realizzazione e dell'applicazione concreta della futura tassa sull'energia, in cui confluiranno la tassa sul CO₂ e il supplemento rete, sarà presumibilmente necessaria una nuova base costituzionale.

Tassa sul CO₂ e tassa sull'energia: la situazione all'estero

A partire dagli anni Novanta alcuni Paesi europei (ad es. Danimarca, Germania, Finlandia, Paesi Bassi, Norvegia, Svezia, Gran Bretagna) hanno introdotto tasse sull'energia e sul CO₂. Le aliquote della tassa ammontano a 3–115 euro per tonnellata di CO₂ e 0,02–0,12 euro per kWh di elettricità. Nel complesso le esperienze fatte finora sono positive. Negli ultimi anni inoltre hanno introdotto tasse ambientali ed energetiche anche Irlanda, Australia e British Columbia (Canada). L'introduzione di tasse sull'energia e sul CO₂ è inoltre prevista in diversi Paesi (ad es. Repubblica Ceca, Francia, Italia, Giappone, Stati Uniti). Queste esperienze a livello internazionale sono riportate a titolo informativo, ma non possono essere applicate direttamente alla Svizzera.

Monitoraggio

Un processo di monitoraggio regolare permette di verificare il raggiungimento degli obiettivi e valutare efficacia e interazione tra gli strumenti di politica energetica (cfr. n. 4.4).

2.3.5 Rapporto con la Strategia Reti elettriche

In quanto elemento di congiunzione tra produzione e consumo, le reti elettriche sono di fondamentale importanza per l'attuazione della Strategia energetica 2050 (cfr. n. 4.2.9). Con la Strategia Reti elettriche vengono attualmente creati i requisiti per la trasformazione e il potenziamento efficaci delle reti. A tal fine è necessario disporre di prescrizioni vincolanti per lo sviluppo delle reti, sancite per legge, e tener conto dei dati di riferimento di economia energetica (scenari) nella pianificazione delle reti. Data la complessità dell'argomento, che necessita di ulteriori lavori preparatori, la Strategia Reti elettriche viene trattata in un progetto separato. Alcune misure volte a ottimizzare le procedure sono già incluse nel presente primo pacchetto di misure per l'attuazione della Strategia energetica 2050. Le altre basi giuridiche verranno elaborate successivamente.

2.4 Rapporto con i lavori del DFF

Abbiamo deciso di valutare un aggravio dell'onere fiscale sul consumo di energia e sull'inquinamento ambientale, a condizione che non incida sul bilancio federale: i proventi della tassa sull'energia verrebbero ridistribuiti in modo forfettario alle economie domestiche e alle imprese e/o compensati mediante riduzioni delle tasse e delle imposte, al fine di controbilanciare eventuali effetti negativi della tassa sull'energia sulla redistribuzione e sulla crescita del PIL. Complessivamente non vi sarà un maggiore onere per le economie domestiche e le imprese. La responsabilità dei lavori spetta al Dipartimento federale delle finanze (DFF). Abbiamo preso conoscenza del rapporto di base; quest'ultimo sarà posto in consultazione dal DFF presso

le cerchie interessate. Nel primo trimestre del 2014 il DFF ci comunicherà i risultati della procedura di consultazione.

2.5 Rapporto con altri ambiti politici

2.5.1 Politica climatica

Il 23 dicembre 2011 il Parlamento ha approvato le basi giuridiche della politica climatica svizzera per il periodo dal 2013 al 2020³².

La legge sul CO₂ riveduta stabilisce che entro il 2020 le emissioni di gas serra in Svizzera devono essere ridotte almeno del 20 per cento rispetto ai livelli del 1990. Nella definizione delle misure il Parlamento mira alla continuità. Gli obiettivi di politica climatica saranno raggiunti entro il 2020 per mezzo delle seguenti misure:

- mantenimento della tassa d'incentivazione sul CO₂ applicata ai combustibili fossili, da cui sono esentate determinate imprese che s'impegnano nei confronti della Confederazione a ridurre le proprie emissioni di gas a effetto serra;
- proseguimento ed estensione dell'attuale sistema di scambio delle quote di emissioni (SSQE) in vista dell'integrazione con l'analogo sistema dell'Unione europea (EU ETS);
- proseguimento e rafforzamento del Programma Edifici per la promozione dei risanamenti energetici degli edifici, finanziato con un terzo dei proventi derivanti dalla tassa sul CO₂, al massimo tuttavia 300 milioni di franchi l'anno;
- obbligo per gli importatori di carburanti fossili di compensare una quota compresa tra il 5 e il 40 per cento delle emissioni di CO₂ causate dal settore dei trasporti;
- prescrizioni sulle emissioni di CO₂ per gli importatori di automobili di nuova immatricolazione; valore limite di 130 grammi di CO₂ al chilometro nel 2015, incluso il futuro inasprimento;
- proseguimento dell'obbligo di compensare interamente le emissioni di CO₂ per i gestori di centrali termiche a combustibili fossili (50 per cento in Svizzera; 50 per cento all'estero);
- maggiore impegno nell'ambito dell'informazione, nonché della formazione e del perfezionamento;
- introduzione di un fondo per le tecnologie con il quale si garantiscono prestiti ad aziende innovative che riducono i gas ad effetto serra o il consumo di risorse oppure che favoriscono l'utilizzo delle energie rinnovabili, finanziato attraverso al massimo 25 milioni di franchi all'anno con i proventi della tassa sul CO₂.

³² Legge del 23 dicembre 2011 sul CO₂, RS **641.71**

Secondo l'articolo 3 della legge sul CO₂ il Consiglio federale sottopone in tempo utile all'Assemblea federale alcune proposte di obiettivi di riduzione per il periodo successivo al 2020. Nel lungo periodo la Svizzera intende contribuire in modo adeguato a limitare l'aumento della temperatura globale a meno di due gradi centigradi (art. 1 della legge sul CO₂) e ridurre di conseguenza la quota di gas a effetto serra emessa pro capite a un valore compreso tra 1 e 1,5 tonnellate.

Poiché la maggior parte delle emissioni di gas a effetto serra viene generata a livello nazionale attraverso l'utilizzo di vettori energetici fossili, la politica energetica e la politica climatica presentano forti interrelazioni. In questo contesto prevalgono le sinergie relative agli obiettivi. Le misure proposte con la Strategia energetica 2050 riducono il consumo di vettori energetici fossili e sostengono pertanto in modo sostanziale la politica climatica.

2.5.2 Politica ambientale

Il 1° gennaio 2011 è entrata in vigore la legge del 1° novembre 1992³³ sulla protezione delle acque (LPAC) riveduta. Essa prevede tra l'altro misure di natura edile (ad es. bacini di compensazione) che, contrariamente alle misure di esercizio, non influiscono sulla produzione di energia. Inoltre deve essere eliminato anche l'impatto negativo sul bilancio in materiale detritico. I costi di tali misure e quelli per il ripristino di condizioni idonee al transito dei pesci secondo la legge federale del 21 giugno 1991³⁴ sulla pesca (LFSP) sono finanziati con un supplemento massimo di 0,1 centesimi per chilowattora sui costi di trasporto delle reti ad alta tensione. La riveduta legge sulla protezione delle acque contempla infine ulteriori eccezioni per quanto riguarda le quantità di deflusso residuale che consentono una produzione supplementare di circa 200 gigawattora (GWh) all'anno.

2.5.3 Pianificazione del territorio e protezione della natura e del paesaggio

Sia la pianificazione del territorio sia la protezione della natura e del paesaggio sono questioni regolamentate a livello costituzionale (art. 75 e 78 Cost.).

Gli obiettivi della pianificazione del territorio sono, tra gli altri, assicurare un'appropriata e parsimoniosa utilizzazione del suolo e un ordinato insediamento del territorio.

La protezione della natura e del paesaggio è intesa a rispettare e proteggere le caratteristiche del paesaggio, l'aspetto degli abitati, i luoghi storici, le rarità naturali e i monumenti culturali del Paese e a promuoverne la conservazione e la tutela.

Sia la pianificazione del territorio che la protezione della natura e del paesaggio sono di competenza dei Cantoni.

Gli impianti infrastrutturali energetici, ossia le centrali di produzione di elettricità, le centrali di pompaggio ad accumulazione e gli elettrodotti, hanno una forte incidenza sul territorio. Essi nascondono un potenziale conflitto con altre utilizzazioni territo-

³³ RS 814.20

³⁴ RS 923.0

riali, con l'esigenza di avere un territorio non edificato nonché con la protezione della natura, del patrimonio culturale e del territorio. Pertanto un forte sviluppo delle energie rinnovabili deve prevedere un'approfondita analisi preliminare degli effetti sul territorio ed essere coordinato con altri compiti aventi un'incidenza sul territorio. A tal fine nel disegno di legge sull'energia (D-LEne) viene proposta una pianificazione, ad integrazione degli attuali strumenti della legge del 22 giugno 1979 sulla pianificazione del territorio (LPT, RS 700).

Nell'ambito della protezione della natura e del paesaggio il conflitto con gli impianti di utilizzazione dell'energia può essere molto marcato e di conseguenza una compensazione risulta difficile. Anche una nuova politica energetica deve avere come obiettivo quello di preservare il più possibile le zone protette. Vanno realizzati in particolare impianti che producono il maggior vantaggio possibile per la produzione di energia elettrica con interventi il più possibile limitati. Tuttavia la necessità di un forte sviluppo delle energie rinnovabili comporterà inevitabilmente tagli nell'ambito della protezione della natura e del paesaggio. In questa direzione il D-LEne pone maggiormente l'accento sulle energie rinnovabili. Va ricordato tuttavia, ed è importante, che non viene proposto alcun allentamento del diritto in materia di protezione ambientale e delle acque. La decisione verrà presa caso per caso dopo un'attenta valutazione degli interessi in gioco.

2.5.4 Altri ambiti politici

Ricerca

Nel quadro della Strategia energetica 2050 il Parlamento ha previsto un ulteriore importo di 202 milioni di franchi per potenziare le capacità della ricerca svizzera in campo energetico (periodo: 2013–2016). Questi mezzi finanziari vengono utilizzati principalmente per lo sviluppo di centri di competenza volti a ridurre i gas a effetto serra (efficienza energetica negli edifici, nell'industria, nella mobilità), a produrre energia da fonti rinnovabili (biomassa, geotermia, forza idrica) o a integrare l'energia rinnovabile nella rete elettrica (reti, stoccaggio). Oltre all'ambito politico *ambiente*, di questo potenziamento delle capacità approfittano in particolari gli ambiti politici *sviluppo territoriale sostenibile e mobilità*, *trasporti sostenibili e agricoltura*.

Competitività

Per quanto possibile la Strategia energetica 2050 non deve incidere negativamente sulla competitività dell'economia svizzera. Viene promossa maggiormente la capacità innovativa nel settore delle tecnologie pulite, consentendo in tal modo un posizionamento ottimale in questo mercato globale in crescita. Se stipulano una convenzione sugli obiettivi, le aziende con un elevato consumo di elettricità ottengono il rimborso, parziale o totale, del supplemento sul corrispettivo per l'utilizzo della rete di trasporto (cfr. n. 4.2.2), al fine di evitare svantaggi concorrenziali.

Trasporti

La quota dei trasporti nel consumo finale di energia in Svizzera è di oltre un terzo. Per questo motivo le misure nel settore della mobilità (ad es. prescrizioni sulle emissioni di CO₂ per i veicoli) sono di fondamentale importanza. A causa della forte domanda la rete stradale e ferroviaria svizzera, notoriamente compatta e attrattiva,

presenta ora dei limiti, sia in quanto a capacità che in quanto a finanziamento. Al fine di poter garantire anche in futuro un'offerta di elevata qualità sono necessari ulteriori investimenti nella rete dei trasporti. Le conseguenze dello sviluppo dell'infrastruttura non sono necessariamente compatibili con gli obiettivi della Strategia energetica. Inoltre la costruzione, l'esercizio e la manutenzione, come pure l'utilizzo dell'infrastruttura di trasporto, hanno un forte impatto in termini energetici. Per questo motivo esiste un forte fabbisogno di coordinamento e ottimizzazione in questo ambito.

3 Iniziativa popolare federale «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)»

L'iniziativa popolare «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)» è stata presentata nel novembre 2012.

Con l'obiettivo dell'abbandono dell'energia nucleare essa si muove, seppur con differenze sostanziali, nella stessa direzione della Strategia energetica 2050 proposta dal nostro Collegio. Fondamentalmente sosteniamo gli obiettivi dell'iniziativa, ad eccezione della durata massima di vita per le centrali nucleari esistenti, ma riteniamo indispensabile inquadrare l'abbandono dell'energia nucleare in una strategia di politica energetica accompagnata da misure adeguate. Pertanto la Strategia energetica 2050 presentata in questo messaggio è da intendersi come controprogetto indirizzato all'iniziativa per l'abbandono del nucleare.

3.1 Aspetti formali e validità dell'iniziativa

3.1.1 Testo dell'iniziativa

L'iniziativa popolare «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)» ha il tenore seguente:

I

La Costituzione federale è modificata come segue:

Art. 90 Energia nucleare

¹ L'esercizio di centrali nucleari destinate alla produzione di energia elettrica o calore è vietato.

² La legislazione di esecuzione si fonda sull'articolo 89 capoversi 2 e 3; attribuisce particolare importanza alle misure di risparmio energetico, a un'utilizzazione efficiente dell'energia e alla produzione di energie rinnovabili.

II

Le disposizioni transitorie della Costituzione federale sono modificate come segue:

Art. 197 n. 9 (nuovo)

9. Disposizione transitoria dell'art. 90 (Energia nucleare)

¹ Le centrali nucleari esistenti sono messe definitivamente fuori esercizio come segue:

- a. la centrale di Beznau 1: un anno dopo l'accettazione dell'articolo 90 da parte del Popolo e dei Cantoni;
- b. le centrali di Mühleberg, Beznau 2, Gösgen e Leibstadt: 45 anni dopo la loro messa in esercizio.

² È fatta salva la messa fuori esercizio anticipata al fine di preservare la sicurezza nucleare.

3.1.2 Riuscita formale e termini di trattazione

L'iniziativa popolare «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)» è stata sottoposta ad esame preliminare della Cancelleria federale il 3 maggio 2011³⁵ e depositata il 16 novembre 2012, corredata delle firme necessarie.

Con decisione del 15 gennaio 2013 la Cancelleria federale ne ha constatato la riuscita formale con 107 533 firme valide.³⁶

L'iniziativa è stata presentata sotto forma di progetto elaborato. Il Consiglio federale propone un controprogetto indiretto all'iniziativa. Conformemente all'articolo 97 capoverso 2 della legge del 13 dicembre 2002 sul Parlamento (LParl; RS 171.10) esso deve sottoporre all'Assemblea federale i disegni di decreto e un messaggio entro il 16 maggio 2014. Conformemente all'articolo 100 LParl l'Assemblea federale ha tempo fino al 16 maggio 2015 per decidere in merito alle raccomandazioni di voto.

3.1.3 Validità

L'iniziativa popolare soddisfa le condizioni di validità previste dall'articolo 139 capoverso 3 della Costituzione federale:

- a) è presentata sotto forma di progetto interamente elaborato e soddisfa le esigenze di unità della forma;
- b) tra i singoli elementi dell'iniziativa esiste un nesso materiale e pertanto essa soddisfa le esigenze di unità della materia;
- c) non viola alcuna disposizione cogente del diritto internazionale e soddisfa pertanto le esigenze di compatibilità con il diritto internazionale.

³⁵ FF 2011 3613

³⁶ FF 2013 551

3.2 Scopi e tenore dell'iniziativa

L'iniziativa per l'abbandono del nucleare intende vietare l'esercizio di centrali nucleari in Svizzera e accelerare la svolta energetica. Con questa iniziativa si chiede di sancire un divieto di costruzione di nuove centrali nucleari, una durata massima di vita per le centrali nucleari esistenti e una trasformazione energetica basata su minori consumi, maggiore efficienza e potenziamento delle energie rinnovabili.

I promotori dell'iniziativa chiedono che sia fissata una data vincolante per l'abbandono dell'energia nucleare. Le centrali nucleari svizzere esistenti devono essere messe fuori esercizio al più tardi 45 anni dopo la loro messa in esercizio. Se necessario per motivi di sicurezza, la messa fuori esercizio deve poter essere anticipata. Secondo i promotori, fissando una durata massima d'esercizio per le centrali nucleari si stabilisce una data vincolante per l'abbandono del nucleare, il che crea sicurezza nella pianificazione degli investimenti in energie rinnovabili e nelle misure di efficienza, oltre a consentire ai gestori delle centrali nucleari di attuare in modo pianificato la disattivazione e la dismissione dei loro impianti e predisporre il necessario finanziamento. L'energia elettrica prodotta nelle centrali nucleari deve essere sostituita attraverso minore consumo, maggiore efficienza e promozione delle energie rinnovabili.

L'iniziativa prevede come termine ultimo per l'abbandono del nucleare il 2029, anno in cui dovrà essere disattivata la centrale nucleare svizzera di più recente costruzione. I promotori dell'iniziativa ritengono che entro tale termine le cinque centrali nucleari svizzere potranno essere sostituite senza problemi.

3.3 Valutazione dell'iniziativa

3.3.1 Valutazione degli scopi dell'iniziativa

Fatta eccezione per il limite massimo di 45 anni di esercizio per le centrali nucleari esistenti, l'iniziativa persegue lo stesso orientamento della Strategia energetica 2050 del Consiglio federale. La richiesta di fissare una durata massima d'esercizio per le centrali nucleari esistenti viene motivata dai promotori dell'iniziativa con l'argomentazione secondo cui tale durata massima è necessaria per stabilire una data vincolante per l'abbandono del nucleare. Essi sostengono che il Consiglio federale e il Parlamento hanno preso una decisione di principio, ma la data per l'abbandono non sarebbe ancora stata chiaramente definita. In merito alle conseguenze provocate dalla definizione di durate massime di vita delle centrali nucleari, in particolare riguardanti le possibili pretese di indennizzo, si veda il numero 3.3.2, alla fine.

3.3.2 Ripercussioni in caso di accettazione

Attualmente la quota della produzione nazionale di energia elettrica relativa alle centrali nucleari è del 40 per cento.

Le centrali nucleari di Beznau 1 e Beznau 2 sono state messe in esercizio rispettivamente nel 1969 e nel 1972, la centrale di Mühleberg nel 1972. La centrale nucleare di Gösgen è entrata in funzione nel 1979 e quella di Leibstadt nel 1984. La centrale

di Beznau 1, il più vecchio impianto nucleare svizzero in esercizio, va messa fuori servizio un anno dopo l'accettazione dell'iniziativa, le altre centrali nucleari 45 anni dopo la rispettiva messa in esercizio. Ne consegue che l'ultima centrale nucleare svizzera dev'essere disattivata nel 2029.

Per valutare le ripercussioni dell'accettazione dell'iniziativa sono stati utilizzati i risultati e le ipotesi dei modelli delle Prospettive energetiche 2050 (versione definitiva del settembre 2012 e risultati intermedi del maggio 2011). Per la valutazione delle conseguenze dell'iniziativa non sono stati effettuati calcoli specifici.

Le Prospettive energetiche 2050³⁷ prevedono – come grandezza puramente aritmetica – una durata delle centrali nucleari di 50 anni e stabiliscono che le centrali nucleari esistenti non devono essere sostituite da nuovi impianti nucleari. Il numero di anni in cui, secondo il diritto vigente, le centrali nucleari esistenti possono ancora produrre elettricità non è fissato in modo vincolante, poiché la loro disattivazione avverrà alla fine del loro ciclo di vita, stabilito in funzione di criteri di sicurezza tecnici, ciclo che può essere inferiore o superiore a 50 anni.

Per una prima valutazione delle ripercussioni, nel maggio 2011 è stato effettuato un confronto tra le varianti relative all'offerta di energia elettrica con una durata ipotetica delle centrali nucleari di 40 anni (abbandono anticipato) e un'evoluzione della domanda secondo lo scenario *Nuova politica energetica* e la variante relativa all'offerta centrali nucleari con una durata di 50 anni³⁸. Nella variante dell'abbandono anticipato emerge per il periodo transitorio un maggior fabbisogno di importazioni. In alternativa – con una combinazione tra fossile-centrale e rinnovabile – risulta per questo periodo un maggiore aumento della produzione rispetto a una durata d'esercizio di 50 anni. Grazie a un massiccio sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, entro il 2050 sarà possibile coprire la domanda.

Da stime di massima sulle ripercussioni economiche³⁹, svolte sempre nel maggio 2011, risulta che una riduzione della durata a 40 anni comporterebbe dal 2012 al 2050 costi aggiuntivi medi pari a circa 0,8 miliardi di franchi all'anno (annuità, ai prezzi del 2009), cifra che non include i costi delle misure volte a ridurre il consumo di elettricità. Questi costi aggiuntivi sono a carico perlopiù delle economie domestiche.

L'accettazione dell'iniziativa comporterebbe una messa fuori esercizio delle centrali nucleari di tipo schematico, che avverrebbe probabilmente prima della fine della durata d'esercizio, stabilita in funzione di criteri di sicurezza tecnici, della centrale in questione. Una tale riduzione schematica della durata di vita sarebbe difficilmente giustificabile con argomenti riguardanti la sicurezza e rappresenterebbe un'ingerenza nella garanzia della proprietà dei proprietari di centrali nucleari. Per questo motivo i gestori potrebbero presentare domande di indennizzo. Di conseguenza, in caso di accettazione dell'iniziativa, esiste il rischio per la Confederazione di dover

³⁷ Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Prognos AG, settembre 2012. Consultabile su Internet all'indirizzo: www.ufe.admin.ch > Strategia energetica 2050.

³⁸ Basi per la strategia energetica del Consiglio federale; primavera 2011, UFE; Zwischenbericht I: Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, Prognos AG; Zwischenbericht II: Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, Prognos AG; www.ufe.admin.ch > Temi > Politica energetica > Strategia energetica 2050.

³⁹ Volkswirtschaftliche Auswirkungen bis 2050 bei «Verzicht auf Ersatz-KKW» und «KKW-Laufzeitverkürzung», maggio 2011

indennizzare i gestori, perlomeno per gli investimenti non ammortizzabili effettuati sulla scorta delle attuali basi giuridiche.

3.3.3 Prego e difetti dell'iniziativa

Condividiamo con i promotori dell'iniziativa l'obiettivo di abbandonare l'energia nucleare. Affinché la Svizzera possa contare anche in futuro su un approvvigionamento energetico sicuro e competitivo, riteniamo però indispensabile affiancare alla decisione di abbandonare l'energia nucleare una strategia energetica che preveda tutta una serie di misure. Per questo abbiamo elaborato la Strategia energetica 2050.

Riteniamo che per le centrali nucleari esistenti non vadano fissate scadenze tassative, ma che la loro disattivazione debba avvenire alla fine del rispettivo ciclo di vita, stabilito in funzione di criteri di sicurezza tecnici. La sicurezza delle centrali non può essere definita attraverso una durata d'esercizio stabilita a priori. Secondo la vigente legislazione in materia di energia nucleare, una centrale nucleare può rimanere in esercizio finché la sua sicurezza è assicurata. Non esiste alcun motivo che giustifichi una disattivazione anticipata delle centrali esistenti. L'attuale livello di sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, caratterizzato da un'elevata qualità, una buona disponibilità, una produzione in larga misura esente da emissioni di CO₂ e da prezzi concorrenziali, dovrà essere garantito anche in futuro. L'abbandono graduale del nucleare lascia tempo a sufficienza per attuare la nuova politica energetica e per la trasformazione del sistema.

Qualora non si riesca, attraverso misure di efficienza elettrica, a ridurre in modo più marcato la domanda e/o aumentare rapidamente la produzione da energie rinnovabili, per garantire l'approvvigionamento bisognerà ricorrere a tecnologie di transizione e/o importazioni. Inoltre sono prevedibili costi aggiuntivi per l'aumento molto rapido della produzione da fonti rinnovabili. Si fa inoltre presente che una trasformazione del sistema energetico richiede, oltre a nuove capacità produttive, modifiche della rete elettrica e ulteriori centrali ad accumulazione. Numerose misure volte a trasformare il sistema elettrico sono attuabili in modo più semplice e redditizio con un piano di abbandono più flessibile, poiché, ad esempio, possono essere concretizzate nel quadro di misure sostitutive ordinarie. Con la tabella di marcia della Strategia energetica 2050 si avrebbe più tempo per l'attuazione delle misure rispetto a quanto chiesto nell'iniziativa.

3.4 Conclusioni

Per le ragioni suesposte raccomandiamo di respingere l'iniziativa popolare federale «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)» e presentiamo la Strategia energetica 2050 come controprogetto indiretto.

4 Nuovo disciplinamento: primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050

4.1 Obiettivi

Gli obiettivi della Strategia energetica 2050 che il Consiglio federale intende realizzare entro il 2050 sono descritti nel numero 2.3.1, quelli che intende raggiungere con il presente primo pacchetto di misure, nel numero 2.3.3.

4.2 Misure

4.2.1 Efficienza energetica nel settore degli edifici

Con 1,64 milioni di edifici adibiti a scopo abitativo, il settore degli edifici in Svizzera presenta grandi potenziali per l'aumento dell'efficienza energetica e l'impiego delle energie rinnovabili.

Secondo l'articolo 89 capoverso 4 della Costituzione federale la competenza per le misure inerenti al consumo energetico negli edifici è principalmente dei Cantoni.

La Confederazione svolge funzioni di coordinamento e di armonizzazione delle misure cantonali (ad es. elaborazione di norme e standard, dei modelli di prescrizione dei Cantoni nel settore energetico [MoPEC], modello d'incentivazione armonizzato o Certificato energetico cantonale degli edifici CECE). La Confederazione finanzia inoltre progetti (ad es. MINERGIE⁴⁰ ed energo⁴¹) e promuove l'informazione e la consulenza, nonché la formazione e il perfezionamento in collaborazione con i Cantoni. Infine essa fornisce contributi globali per i programmi cantonali d'incentivazione, alimenta il Programma Edifici, sostiene la ricerca nel settore degli edifici e cura i contatti a livello internazionale.

Nel settore degli edifici, Confederazione e Cantoni perseguono una strategia energetica globale volta allo sfruttamento massimo dei potenziali negli ambiti dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili nonché del calore residuo utilizzato per produrre energia elettrica e calore. Sul lungo termine il parco edifici deve risultare esente da emissioni di CO₂. Concretamente si perseguono gli obiettivi elencati di seguito:

- dal 2020 i nuovi edifici sono per quanto possibile autosufficienti tutto l'anno in termini di energia termica da fonti rinnovabili e parzialmente con energia elettrica autoprodotta;
- entro il 2020 le emissioni di CO₂ nel settore degli edifici vengono ridotte. L'ordinanza del 30 novembre 2012 sul CO₂ (ordinanza sul CO₂, RS 641.711) fissa per il 2015 un obiettivo intermedio del 22 per cento rispetto al 1990;
- la quota di risanamenti energetici negli edifici esistenti viene notevolmente aumentata;
- l'energia elettrica non viene più impiegata per gli impianti di riscaldamento a resistenza e i boiler elettrici;

⁴⁰ MINERGIE® è un marchio di qualità per edifici nuovi e ammodernati, www.minergie.ch

⁴¹ Centro di competenza per l'efficienza energetica negli edifici, www.energo.ch

- per quanto possibile le caldaie a combustibili fossili vengono sostituite con altre alimentate con energie rinnovabili;
- gli impianti domestici vengono gestiti con maggiore efficienza energetica;
- le misure edili devono essere progettate e attuate in modo da conservare il più possibile i valori architettonico-culturali degli edifici. Le misure energetiche devono tenere conto della qualità del paesaggio urbano.

Il primo pacchetto di misure prevede le seguenti misure: aumento della tassa sul CO₂ e rafforzamento del Programma Edifici, al fine di aumentare la quota di risanamenti, nonché un adeguamento del diritto fiscale. In tal modo gli strumenti esistenti vengono ottimizzati e potenziati, garantendo una suddivisione delle competenze tra Confederazione e Cantoni conforme alla Costituzione. Parallelamente, con una revisione dei MoPEC, i Cantoni inaspriscono le prescrizioni per gli edifici.

Aumento della tassa sul CO₂ e rafforzamento del Programma Edifici

Attraverso un aumento della tassa sul CO₂ e il rafforzamento del Programma Edifici si punta ad accrescere la quota di risanamenti: l'effetto incentivante della tassa sul CO₂ viene intensificato da un aumento dell'aliquota minima. Questa misura è stata accolta favorevolmente da circa la metà dei partecipanti alla consultazione. La legge sul CO₂ in vigore stabilisce un'aliquota di 36 franchi per tonnellata di CO₂ e assegna al Consiglio federale la competenza di aumentare la tassa al fine di raggiungere obiettivi intermedi. Nella relativa ordinanza sul CO₂ il Consiglio federale ha previsto tre livelli: la tassa verrà aumentata una prima volta a 60 franchi nel 2014, poiché nel 2012 le emissioni di CO₂ generate dai combustibili non avevano raggiunto l'obiettivo di diminuzione del 21 per cento rispetto al 1990. Altri aumenti sono previsti nel 2016 e nel 2018. Ora l'aliquota minima della tassa viene aumentata nella legge sul CO₂ a 84 franchi per tonnellata di CO₂, indipendentemente dagli obiettivi intermedi. Con i maggiori ricavi complessivi derivanti dalla destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂ viene rafforzato il Programma Edifici, a cui partecipano Confederazione e Cantoni. A tal fine vengono estese le disposizioni della destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂ e viene eliminato o prorogato il termine fino alla sostituzione con una tassa globale sull'energia (cfr. n. 2.3.4).

Tenendo conto dei risultati della consultazione, dei risultati della valutazione relativa al Programma Edifici del Controllo federale delle finanze⁴² nonché della richiesta di un maggior impegno da parte dei Cantoni nel settore degli edifici sono inoltre previste le seguenti modifiche: a) le attuali parti A «Involucro degli edifici» e B «Programmi cantonali del Programma Edifici» vengono raggruppate (cfr. art. 34 cpv. 1 lett. a e b della legge sul CO₂). L'intero ammontare della destinazione parzialmente vincolata è erogato ai programmi cantonali sotto forma di contributi globali. In tal modo si elimina la distinzione tra parte A e parte B, si tiene conto della filosofia alla base della Nuova impostazione della perequazione finanziaria e dei compiti (NPC) che prevede una maggiore armonizzazione tra compiti, competenze e responsabilità, e si assegna in modo chiaro ai Cantoni la competenza in materia di promozione nel settore degli edifici. b) La responsabilità per l'attuazione e per gli aspetti finanziari del Programma Edifici è assegnata ai Cantoni, come raccomandato dal Controllo

⁴² Fonte: Gebäudeprogramm von Bund und Kantonen, Evaluation der Programmorganisation, rapporto del Controllo federale delle finanze del marzo 2013.

federale delle finanze. c) L'attuale accordo programmatico per la parte A tra Confederazione e Conferenza dei direttori cantonali dell'energia (CdEN) nel suo ruolo di rappresentante dei Cantoni vale fino a fine 2016, dopodiché non sarà più prorogato. Una regola transitoria garantisce che gli impegni presi dalla Confederazione vengano ancora coperti attraverso la vigente destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂ e che si attui un passaggio il più possibile fluido.

I contributi globali sono finanziati attraverso i proventi della destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂. Con un'aliquota della tassa di 84 franchi per tonnellata di CO₂ sono disponibili annualmente circa 350 milioni di franchi che insieme ai mezzi dei Cantoni danno un bilancio annuo di 525 milioni di franchi. Grazie all'effetto incentivante della tassa sul CO₂ nel corso degli anni i ricavi tenderanno a diminuire. Il limite massimo della destinazione parzialmente vincolata nella legge sul CO₂ viene innalzato dagli attuali 300 a 450 milioni di franchi. È mantenuta invariata la quota massima di un terzo della destinazione parzialmente vincolata sancita nella legge sul CO₂. Come finora, i contributi globali sono erogati ai Cantoni proporzionalmente all'efficacia e ai mezzi da essi messi a disposizione annualmente. Questa prassi ha contribuito negli scorsi anni ad accrescere l'efficacia della promozione. Un finanziamento del Programma Edifici esclusivamente da parte della Confederazione non è opportuno, considerata la responsabilità dei Cantoni, sancita dalla Costituzione federale, nel settore degli edifici.

I partecipanti alla consultazione, in particolare i Cantoni, hanno espresso il timore che il previsto rafforzamento del Programma Edifici possa provocare un onere aggiuntivo non sostenibile per i bilanci cantonali. La Confederazione è pertanto disposta a coprire fino a un massimo di due terzi del bilancio annuale dei programmi cantonali d'incentivazione (finora era al massimo la metà; cfr. art. 34 cpv. 2 lett. b della legge sul CO₂).

La richiesta dell'Unione delle città svizzere e di alcune città secondo cui anche le città e i Comuni dovrebbero ricevere i contributi globali non è presa in considerazione. Spetta ai Cantoni coinvolgere in modo adeguato i Comuni nella strutturazione della promozione cantonale.

La maggiore partecipazione finanziaria della Confederazione è legata a nuove condizioni: 1) i Cantoni definiscono un programma di promozione base comune e armonizzato per il risanamento energetico dell'involucro degli edifici e la sostituzione degli impianti di riscaldamento fissi a resistenza elettrica o delle caldaie a gasolio; 2) riconoscono i contributi di promozione per il risanamento di edifici solamente previa presentazione da parte del committente di un Certificato energetico cantonale degli edifici con rapporto di consulenza (cfr. art. 58 cpv. 3 D-LEne). In tal modo il committente dispone di basi per un rinnovamento globale dell'edificio e di conseguenza si accresce la qualità dei risanamenti energetici. Non condividiamo i timori espressi dai Cantoni nella procedura di consultazione circa la costituzionalità di questa misura. La Confederazione si sente libera di definire i principi e le condizioni della sua promozione. Su questa base i Cantoni possono decidere se assoggettarsi alle regole di distribuzione dei contributi globali e definire l'ammontare del proprio budget per la promozione. Già oggi la Confederazione, nella parte A del Programma Edifici nel quadro dell'accordo programmatico, pone ai Cantoni condizioni chiare per l'attuazione, da questi accettate.

La limitazione alla fine del 2019 della concessione ai Cantoni degli aiuti finanziari attraverso la destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂ è soppressa. In

tal modo si creano le condizioni per un passaggio fluido dal sistema di promozione a un sistema d'incentivazione a partire dal 2020. Se i Cantoni attueranno i Modelli di prescrizione secondo le proprie disposizioni e secondo le richieste del Consiglio federale, dal 2020 la promozione delle energie rinnovabili nel settore dell'energia termica risulterà praticamente superflua. Le misure energetiche relative all'involucro degli edifici (tetto, facciata) necessiteranno invece di una promozione anche dopo il 2020. Entro il 2020 presumibilmente solo il 10–20 per cento degli edifici avrà subito un risanamento energetico. Per questo motivo bisognerà proseguire con il Programma Edifici dopo il 2019, in vista degli obiettivi di riduzione del CO₂, dei potenziali di efficienza nel settore del calore, nonché dell'aumento auspicato della quota di risanamenti e della sicurezza della pianificazione dei proprietari di immobili che intendono effettuare un risanamento.

Le misure che possono beneficiare dei contributi globali vengono estese agli ambiti descritti negli articoli 53 (Informazione e consulenza), 54 (Formazione e perfezionamento) e 56 D-LEne (Impiego dell'energia e recupero del calore residuo). In futuro i Cantoni avranno la possibilità – grazie al sostegno dei contributi globali della Confederazione – di promuovere misure nei seguenti ambiti: involucro degli edifici, maggior impiego delle energie rinnovabili e del calore residuo, sostituzione di impianti di riscaldamento fissi a resistenza elettrica, efficienza elettrica, formazione, perfezionamento nonché informazione e consulenza per architetti, progettisti, installatori e proprietari di immobili. Diversi partecipanti alla consultazione hanno chiesto che venga accordata maggiore attenzione alla formazione e al perfezionamento. Senza un numero adeguato di specialisti non è infatti possibile attuare le misure in tempi ragionevoli e con la necessaria qualità.

Grazie alla definizione di requisiti più severi nel modello armonizzato di promozione dei Cantoni gli effetti di trascinamento vengono contenuti il più possibile. Ad esempio verranno sostenute direttamente, come finora, soltanto le misure che generano costi aggiuntivi non ammortizzabili e che vanno al di là di quanto prescritto dalle disposizioni di legge. Le misure redditizie, come già in precedenza, non beneficiano di contributi. Viene esclusa una doppia promozione mediante remunerazione per l'immissione di elettricità, bandi di gara e misure di formazione e perfezionamento del quadro del programma SvizzeraEnergia. Nel caso di edifici storici singoli o edifici ubicati in insediamenti protetti bisogna procedere a un'attenta ponderazione tra gli interessi in materia energetica e quelli della conservazione dei monumenti storici.

Dalla promozione continuano a essere escluse le imprese esenti dalla tassa sul CO₂, così come gli edifici pubblici della Confederazione e dei Cantoni che devono assumere in linea di principio la loro funzione di modello. Pertanto il target principale della promozione è costituito dai privati.

Riteniamo che la promozione di edifici sostitutivi auspicata nella procedura di consultazione da rappresentanti del settore edile sia connessa a forti effetti di trascinamento e debba pertanto avvenire principalmente attraverso un miglioramento delle condizioni quadro (ad es. un bonus per il coefficiente di sfruttamento nel quadro delle prescrizioni di costruzione cantonali o comunali). In particolare nelle aree urbane con elevata domanda di superfici abitabili e commerciali già oggi gli edifici sostitutivi sono realizzabili in modo redditizio anche senza un sostegno finanziario.

Costi e finanziamento

La dotazione complessiva della Confederazione e dei Cantoni per il Programma Edifici ammonta, a partire dall'entrata in vigore della nuova legge sull'energia e della legge sul CO₂ riveduta, a circa 525 milioni di franchi all'anno. I fondi provengono per due terzi dalla destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂ e per un terzo dai bilanci cantonali. Il potenziamento del Programma Edifici provoca un onere esecutivo aggiuntivo per la Confederazione dovuto al versamento dei contributi globali e a un maggior controlling delle misure di assicurazione della qualità dei Cantoni, come confermato da un rapporto di valutazione del Controllo federale delle finanze. Il rafforzamento del Programma Edifici genera un onere aggiuntivo per il personale pari a 2,5 posti a tempo pieno. I costi connessi sono interamente coperti con i fondi della destinazione parzialmente vincolata.

Prospettive

In una fase successiva, previa consultazione delle cerchie interessate, si esaminerà se e a quali condizioni i locatori dovranno essere obbligati per legge a presentare un CECE, ad esempio su richiesta dei potenziali locatari prima della stipula di un contratto di locazione o su richiesta dei locatari nel corso del rapporto di locazione.

Excursus

La Conferenza dei direttori cantonali dell'energia (CdEN) intende rivedere entro il 2014 i modelli di prescrizione dei Cantoni nel settore energetico (MoPEC) e gettare così le basi per un inasprimento delle prescrizioni cantonali per gli edifici ristrutturati e di nuova realizzazione. La Confederazione invita i Cantoni a stipulare i MoPEC nella forma vincolante del concordato e inserire nel modulo obbligatorio dei MoPEC le seguenti misure:

- aumento della quota di calore generata da vettori energetici rinnovabili. A tal fine è necessario inasprire le prescrizioni per i nuovi edifici;
- applicazione di requisiti energetici più severi relativi agli impianti domestici al fine di ridurre il consumo elettrico negli edifici;
- introduzione dell'obbligo di un'ispezione obbligatoria per gli impianti in modo da garantire le funzioni base con rilevanza energetica degli impianti tecnici esaminati;
- obbligo dell'ottimizzazione dell'esercizio per gli edifici. Attraverso questa misura gli impianti domestici vengono gestiti con la massima efficienza energetica possibile tenendo conto del livello della tecnica;
- in caso di trasferimento di proprietà dell'immobile, al nuovo proprietario deve essere obbligatoriamente presentato il CECE Plus. In caso di successione, il CECE Plus non è richiesto;
- concessione di un bonus di sfruttamento per gli edifici esistenti e sostitutivi in caso di raggiungimento degli standard energetici minimi;
- creazione di incentivi legali per la sostituzione negli edifici esistenti degli impianti a combustione alimentati con energia fossile con altri ad energie rinnovabili;

- dal punto di vista energetico spesso gli apparecchi elettrici non vengono utilizzati in modo adeguato (ad es. operazioni inutili, sovradimensionamento). Attraverso prescrizioni sull'utilizzo viene regolamentato o limitato l'utilizzo di determinati apparecchi elettrici.

4.2.2 Efficienza energetica nel settore dell'industria e dei servizi

Il potenziale di risparmio energetico nell'industria, nel commercio e nei servizi è considerevole. Il potenziale di risparmio relativo al calore di processo è stimato fra il 30 e il 35 per cento, quello relativo ai sistemi di propulsione e ai processi fra il 20 e il 25 per cento. A livello di tecnologie dell'informazione e della comunicazione sono possibili risparmi a lungo termine fino al 35 per cento. A tal fine servono misure che agiscano a livello dei sistemi (adeguamento dell'esercizio in base al fabbisogno effettivo e ottimizzazione energetica di interi processi e sistemi).

Le condizioni quadro nel settore dell'industria e dei servizi sono definite essenzialmente dalla legislazione federale e cantonale in materia di energia e dalla legge sul CO₂. In questo ambito è necessario fare una distinzione tra sostegno finanziario, tassa sul CO₂ e misure indirette.

Ora vengono perseguiti i seguenti obiettivi: i potenziali di efficienza e il calore residuo disponibile nelle aziende dei settori industria e servizi vengono sfruttati il più possibile, mettendo in primo piano i potenziali economici.

I principali strumenti attualmente a disposizione sono le convenzioni sugli obiettivi con le imprese, in particolare combinate con l'esenzione dalla tassa sul CO₂, nonché gli strumenti di incentivazione finanziaria (soprattutto i bandi di gara). Oltre alla Confederazione e ai Cantoni, nel settore industria e servizi sono attive anche le aziende di approvvigionamento elettrico (AAE). Questi strumenti devono essere potenziati grazie alle seguenti misure.

Coinvolgimento di imprese nei processi inerenti alle convenzioni sugli obiettivi

Nell'ambito della procedura di consultazione è stata avanzata la proposta di rimborsare, su richiesta, il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto nel caso di consumo di elettricità pari o superiore a 0,5 GWh all'anno, qualora l'impresa in questione stipuli con la Confederazione e rispetti una convenzione sugli obiettivi. Questa proposta è stata perlopiù respinta, adducendo motivazioni quali le distorsioni della concorrenza, gli effetti di trascinamento o un maggiore onere per le piccole imprese e le economie domestiche. In alternativa è stata in più casi proposta la regola elaborata nel quadro dell'iniziativa parlamentare 12.400 (Iv. Pa. 12.400). Tale regola, proposta invariata anche in questa sede, prevede il rimborso del supplemento ai consumatori finali i cui costi per l'elettricità ammontano almeno al 5 per cento (rimborso parziale) e almeno al 10 per cento (rimborso totale), previa presentazione della corrispondente richiesta. Il requisito per ottenere il rimborso è dato dalla stipula di una convenzione sugli obiettivi e dal rispetto di un obiettivo o percorso di efficienza energetica in essa previsto. Nel quadro della convenzione sugli obiettivi il 20 per cento dell'importo del rimborso deve essere reinvestito in misure di miglioramento energetico. Per evitare casi in cui l'onere amministrativo sia eccessivo, il rimborso viene concesso solamente a partire da un importo di 20 000 franchi all'anno.

A differenza del diritto vigente il rimborso può essere chiesto da un maggior numero di consumatori finali. Dato che il diritto al rimborso è vincolato alla stipula di una convenzione sugli obiettivi, è possibile sfruttare il grande potenziale di risparmio delle aziende a forte consumo di elettricità (rapporto tra costi per l'elettricità e plusvalore lordo). Nonostante debbano reinvestire parte dell'importo del rimborso in misure di efficienza, le imprese possono accrescere la loro competitività nel medio e lungo termine. Esse possono ridurre i loro costi energetici ed essere maggiormente indipendenti dall'evoluzione dei prezzi dell'energia. Questa regola consentirà di sgravare dal supplemento da 300 a 600 consumatori finali. Se tutti i consumatori finali che ne hanno diritto usufruissero del rimborso, l'ammontare dei supplementi da rimborsare oscillerebbe tra i 55 e i 70 milioni di franchi all'anno.

Estensione del regime basato sui bandi di gara

I bandi di gara («ProKilowatt») costituiscono uno strumento di promozione attraverso il quale vengono sostenuti programmi e progetti volti alla riduzione del consumo di elettricità. Grazie a incentivi finanziari si vuole favorire l'affermazione di misure di efficienza non ancora redditizie o gravate da altri ostacoli. I bandi di gara sono aperti alle imprese del settore industriale e dei servizi, nonché alle economie domestiche (in particolare nell'ambito delle applicazioni elettriche quali apparecchi elettrici e mobilità elettrica). La misura viene attuata mediante procedure d'asta al fine di ottenere il massimo risparmio di elettricità per ogni incentivo. Nel primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 viene esteso il regime basato sui bandi di gara. Inoltre viene introdotta la possibilità, in determinati casi, di sostenere in futuro anche le misure di efficienza, finora esplicitamente escluse, nella *produzione e distribuzione dell'elettricità* (inclusa la promozione della produzione di energia elettrica tramite il calore residuo non utilizzabile in altro modo). Nell'ambito della procedura di consultazione questi progetti hanno registrato perlopiù un'accoglienza favorevole.

Misure di sostegno

Nel quadro dell'ampliamento di *SvizzeraEnergia* (cfr. n. 4.2.12) sono previste le seguenti misure di accompagnamento volte a sostenere le imprese attraverso informazione, consulenza e formazione:

- il programma di incentivazione *Integrazione energetica dei processi/sfruttamento del calore residuo* nelle imprese ad elevato consumo energetico è volto ad avviare le cosiddette analisi Pinch e sostenere le misure di efficienza di poco non redditizie. Gli incentivi finanziari sono abbinati al risparmio energetico e calcolati in base all'impatto delle misure;
- le *convenzioni volontarie sugli obiettivi con le imprese del settore industriale e dei servizi* per l'utilizzo efficiente di combustibili, elettricità e carburanti, nonché per la riduzione delle emissioni di CO₂, vengono mantenute e sviluppate. Grazie alle convenzioni sugli obiettivi viene avviato nelle imprese un processo di miglioramento continuo volto ad accrescere l'efficienza energetica e la competitività delle stesse;
- le piccole e medie imprese del settore dell'industria, commercio e servizi (circa 30 000, escluse le microimprese) vengono sostenute attraverso lo sviluppo di strumenti di lavoro e offerte di formazione per l'*ottimizzazione dell'esercizio e dei processi*. Per ogni settore vengono elaborate adeguate linee guida, liste di controllo e «best practice»; inoltre vengono sviluppate e

attuare offerte di formazione per rappresentanti aziendali e consulenti energetici;

- le imprese sono incentivate e sostenute nella fase di introduzione e attuazione di norme nel settore della gestione energetica e nella costruzione dei relativi sistemi.

Costi e finanziamento

Entro il 2020 l'aumento dei mezzi per i bandi di gara verrà gradualmente aumentato fino a raggiungere i 50 milioni di franchi all'anno (stato 2013: 19 milioni di franchi). Nella stesura del budget per i bandi di gara il Consiglio federale continua a tenere conto del potenziale delle misure efficienti e della garanzia di un'adeguata ammissione alla gara nella procedura del bando. L'attuazione delle convenzioni sugli obiettivi genera tra il 2015 e il 2020 nell'ambito dei mezzi materiali un fabbisogno aggiuntivo annuale di 1,5 milioni di franchi.

4.2.3 Efficienza energetica nel settore della mobilità

Oltre un terzo del consumo globale di energia è ascrivibile al settore dei trasporti; leggermente superiore la percentuale di emissioni CO₂ generate da questo settore. Il 96 per cento circa dell'energia utilizzata è prodotta con carburanti fossili. Tutte le previsioni indicano che nei prossimi 20 anni vi sarà un ulteriore incremento del traffico. Nel traffico individuale motorizzato esiste un elevato potenziale di efficienza energetica. A tal riguardo, un ruolo importante viene riconosciuto all'aumento dell'efficienza dei motori a combustione (a benzina, diesel e gas naturale) e alla diffusione della mobilità elettrica. Anche i carburanti e i sistemi di trazione alternativi (oltre alla trazione elettrica, in particolare il gas naturale/biogas) possono dare un importante contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂. I requisiti per raggiungere questo obiettivo sono un'elevata efficienza energetica e, a livello di mobilità elettrica, l'utilizzo di elettricità prodotta da energie rinnovabili. Un significativo potenziale di risparmio è legato alla riduzione del traffico nonché a misure comportamentali che verranno intensificate nell'ambito del programma SvizzeraEnergia (cfr. n. 4.2.12). Nel traffico merci su strada vi sono potenziali di efficienza legati a misure di trasferimento e veicoli maggiormente efficienti. Rispetto al trasporto di persone su strada, il potenziale di riduzione del consumo di energia finale del traffico merci su strada è esiguo. Il consumo di energia finale del traffico ferroviario aumenterà ulteriormente nonostante i potenziali di efficienza esistenti.

Nel marzo 2011, con la revisione parziale della legge sul CO₂, sono state approvate le prescrizioni sulle emissioni delle automobili. Al fine di allinearsi all'UE, entro il 2015 le emissioni prodotte dalle automobili di nuova immatricolazione dovranno essere ridotte mediamente a 130 grammi di CO₂ per chilometro. Per il periodo successivo al 2015 tale valore obiettivo dovrebbe essere abbassato. Nell'ambito della revisione totale della legge sul CO₂, nel dicembre 2011 il Parlamento ha deciso di non introdurre una tassa sul CO₂ sui carburanti fino a quando l'obiettivo della riduzione dei gas serra potrà essere raggiunto attraverso altre misure.

Ora l'efficienza energetica delle automobili, degli autotreni e dei trattori a sella leggeri di nuova immatricolazione deve essere costantemente migliorata in base ai progressi tecnologici. Il consumo energetico e le emissioni di CO₂ nel settore dei

trasporti verranno notevolmente ridotti rispetto alla precedente politica energetica (scenario *Status quo*).

Per raggiungere questi obiettivi sono previste le misure elencate di seguito.

Inasprimento o introduzione di prescrizioni sulle emissioni

Le prescrizioni sulle emissioni di CO₂ mirano ad accrescere l'efficienza di automobili, autofurgoni e trattori a sella leggeri. Anche per altri mezzi di trasporto si punta a un incremento dell'efficienza, tuttavia non attraverso lo strumento delle prescrizioni sulle emissioni di CO₂. La massima efficacia è attesa dall'ulteriore riduzione dei valori obiettivo per le emissioni di CO₂ delle automobili. Al fine di armonizzarsi con l'UE, che deciderà presumibilmente nel novembre 2013 l'ulteriore riduzione del valore obiettivo di CO₂ per le automobili e i veicoli commerciali leggeri, e conformemente ai pareri espressi da una netta maggioranza dei partecipanti alla consultazione, entro il 2020 le emissioni di CO₂ delle automobili di nuova immatricolazione verranno ridotte a 95 grammi per chilometro (g/km), quelle degli autofurgoni e dei trattori a sella leggeri a 175 g/km entro il 2017 e a 147 g/km entro il 2020. Con l'applicazione delle prescrizioni sulle emissioni di CO₂ anche ad autofurgoni e trattori a sella leggeri si garantisce un ambito di applicazione coincidente in ampia misura con il diritto dell'UE. La richiesta di numerosi partecipanti alla consultazione di definire gli obiettivi sia per le automobili sia per gli autofurgoni e i trattori a sella leggeri d'intesa con l'UE, è già soddisfatta grazie alla ripresa nella legge sul CO₂ degli obiettivi UE. Inoltre la legge sul CO₂ consente di riprendere le modalità della regolamentazione UE nel passaggio ai nuovi obiettivi a livello di ordinanza. L'ammontare della sanzione nel caso di superamento dell'obiettivo individuale si allinea alle relative basi UE (Regolamento CE n. 443/2009)⁴³. Ora nella legge vengono definiti un limite massimo e un limite minimo della sanzione. Un meccanismo di definizione annua dell'importo concreto della sanzione permette l'adeguamento tempestivo ai cambiamenti del tasso di cambio. L'importo della sanzione rimane invariato per almeno un anno.

Elaborazione di un masterplan per la mobilità elettrica

Il 25 giugno 2012 la Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio nazionale ha depositato la mozione 12.3652 Mobilità elettrica. Masterplan per uno sviluppo intelligente. La mozione è stata accolta il 24 settembre 2012 dal Consiglio nazionale e il 13 dicembre 2012 dal Consiglio degli Stati. Il *Masterplan per la mobilità elettrica*, della cui elaborazione è stato incaricato il DATEC, dovrà evidenziare, parallelamente alla Strategia energetica 2050, le possibilità per soddisfare il crescente fabbisogno di energia elettrica nel settore della mobilità.

Misure di sostegno

Le misure volontarie e di sostegno vengono attuate sotto l'egida di SvizzeraEnergia (cfr. n. 4.2.12) e – come auspicato da più parti nel corso della procedura di consultazione – verranno rafforzate. Esse comprendono in particolare misure riguardanti informazione, consulenza e perfezionamento, aumento dell'efficienza di veicoli e

⁴³ Regolamento (CE) n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri (GU L 140/1, 5.6.2009).

componenti, la promozione di uno stile di guida energeticamente efficiente, attività di gestione della mobilità, misure nei settori del comportamento nella mobilità e nella mobilità combinata nonché l'eliminazione di incentivi negativi.

Un importante ruolo viene svolto in questo ambito dal Centro di servizi per una mobilità innovativa e sostenibile (DZM) nella promozione di forme e offerte di mobilità innovative, dall'Ufficio federale dell'energia (UFE) nel settore della ricerca energetica e dei progetti pilota e di dimostrazione, nonché dall'Ufficio federale delle strade (USTRA) e dall'Ufficio federale dei trasporti (UFT) per le misure e la ricerca nei rispettivi ambiti di competenza. Nel trasporto ferroviario queste misure comprendono ad esempio una maggiore inclusione dei costi energetici effettivi nel sistema dei prezzi delle tracce oppure la creazione di incentivi per l'utilizzo di veicoli ad efficienza energetica o per una guida più efficiente dal punto di vista energetico (Ecodrive). Oltre a un impiego efficiente dei mezzi di trasporto, sia nel traffico ferroviario sia in quello stradale vi sono elevati potenziali di efficienza energetica nella costruzione, nell'esercizio e nella manutenzione dell'infrastruttura di trasporto. Inoltre l'infrastruttura deve essere sempre più utilizzata per la produzione di energia (ad es. produzione di energia geotermica nelle gallerie o installazione su pareti fonoassorbenti e coperture di alcuni tratti di strade nazionali di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica).

Ulteriori misure, come ad esempio l'introduzione dell'etichetta pneumatici o strumenti informativi per gli acquirenti di veicoli commerciali leggeri, possono fondarsi sulle basi giuridiche esistenti.

Numerosi partecipanti alla consultazione hanno chiesto l'introduzione di una tassa sul CO₂ sui carburanti. Visto che nel dicembre 2011 il Parlamento ha respinto l'introduzione di una tassa sul CO₂ sui carburanti, nel primo pacchetto di misure non viene inserita alcuna proposta in merito.

Costi e finanziamento

L'esecuzione delle prescrizioni sulle emissioni di CO₂ per le automobili è già in atto dal 2012, in vista dell'obiettivo 2015 (130 grammi di CO₂ al chilometro). L'inasprimento delle prescrizioni sulle emissioni e la riduzione delle emissioni di CO₂ da 130 g a 95 g entro il 2020 non comportano l'impiego di ulteriori risorse di personale, fintantoché possono essere impiegate le risorse di personale disponibili nell'ambito dell'attuale esecuzione (attualmente 2,5 posti a tempo pieno all'UFE e 5,5 all'USTRA). I costi di esecuzione possono essere compensati attraverso le sanzioni. L'introduzione di prescrizioni sulle emissioni per autofurgoni e trattori a sella leggeri porterà dal 2015 a un maggiore onere in termini di personale di 1,5 posti a tempo pieno all'UFE. Anche in questo caso i costi di esecuzione possono essere coperti attraverso le sanzioni.

Per l'attuazione delle misure che non comportano modifiche legislative sono inoltre disponibili i budget di SvizzeraEnergia (cfr. n. 4.2.12) e della ricerca energetica (entrambi ascrivibili all'UFE). Il potenziamento del programma SvizzeraEnergia per i progetti relativi allo sfruttamento del potenziale delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione nel settore della mobilità richiede un onere aggiuntivo in termini di personale pari a un posto a tempo pieno.

Per l'attuazione di un progetto per la copertura di un chilometro di strada statale con impianti fotovoltaici, dal 2015 al 2020 all'USTRA saranno necessari mezzi d'investimento annui pari a 5 milioni di franchi. Per altri progetti energetici

nell'ambito del traffico individuale motorizzato dal 2015 al 2020 all'USTRA serviranno ogni anno mezzi materiali e d'investimento pari a 1,5 milioni di franchi per la ricerca di settore, la sensibilizzazione e la promozione di progetti pilota e di dimostrazione, in particolare nel settore dell'infrastruttura e del traffico motorizzato individuale. Per progetti energetici nell'ambito del traffico ferroviario e dei trasporti pubblici, dal 2015 al 2020 all'UFT serviranno ogni anno mezzi materiali e d'investimento pari a 3,5 milioni di franchi.

4.2.4 Efficienza energetica nel settore degli apparecchi elettrici

Gli apparecchi elettrici prodotti in serie, dal motore industriale a propulsione elettrica agli elettrodomestici e agli apparecchi da ufficio fino agli impianti d'illuminazione, consumano notevoli quantità di energia elettrica. Il consumo energetico annuo degli apparecchi elettrici è di 44 TWh (stato 2010), di cui il 60 per cento è imputabile ai motori elettrici, il 16 per cento agli elettrodomestici, il 18 per cento alle lampade e poco meno del 6 per cento agli apparecchi elettronici, perlopiù nei settori dell'industria e dei servizi nonché nelle economie domestiche.

La LEné riveduta nel 2007 poteva già essere un'occasione per il Consiglio federale di emanare requisiti inerenti all'efficienza di determinate categorie di apparecchi. La priorità tuttavia è stata data alla stipulazione di convenzioni volontarie con i produttori e gli importatori aventi per oggetto i valori obiettivo dei consumi. Con la modifica dell'art. 8 LEné entrata in vigore il 1° luglio 2012, al Consiglio federale è stata assegnata la competenza per l'emanazione diretta di prescrizioni sull'efficienza degli apparecchi elettrici. I relativi requisiti vengono definiti prevalentemente in base agli sviluppi in materia a livello di Unione europea.

Nell'ambito dei bandi di gara svolti dal 2010, a livello federale vengono sostenuti programmi e progetti volti a diffondere l'utilizzo di apparecchi elettrici efficienti (tra cui i programmi per i migliori apparecchi). Inoltre diversi altri attori (in particolare le aziende di approvvigionamento elettrico) svolgono periodicamente campagne per promuovere l'utilizzo di apparecchi elettrici efficienti.

L'efficienza energetica degli apparecchi elettrici deve essere costantemente migliorata in base al livello della tecnica. L'utilizzo degli apparecchi elettrici deve essere il più possibile adeguato ed efficiente.

Questi obiettivi vanno raggiunti attraverso la combinazione di diverse misure: sviluppo delle prescrizioni, rafforzamento degli incentivi finanziari per i migliori apparecchi (nel quadro dei bandi di gara, si veda in merito il capitolo «Industria e servizi») e misure indirette complementari. Nel frattempo il nostro Collegio ha definito per tredici categorie di apparecchi prescrizioni sull'efficienza, in base alle quali sono previste le misure di seguito elencate.

Ampliamento e inasprimento periodico delle prescrizioni sull'efficienza

Le prescrizioni sull'efficienza vanno estese ad altre categorie di apparecchi e adeguate periodicamente in base ai progressi della tecnica. L'obiettivo è il costante miglioramento dell'efficienza energetica degli apparecchi in commercio. I requisiti minimi vengono emanati o inaspriti nel momento in cui è ragionevole a seguito dello sviluppo tecnologico (garanzia dell'offerta corrispondente). Nel corso della consul-

tazione le prescrizioni sull'efficienza in quanto tali non sono state messe in discussione. Diverse le posizioni circa il fatto se la Svizzera debba anticipare l'UE oppure introdurre nuovi requisiti soltanto parallelamente all'UE. Solo in casi motivati devono essere emanate prescrizioni che vanno al di là delle disposizioni interne all'UE (cfr. anche la mozione 11.3376 Standard d'efficienza energetica per apparecchi elettrici. Elaborare una strategia per i migliori apparecchi in Svizzera). In questo ambito vanno rispettati i principi della legge federale del 6 ottobre 1995 sugli ostacoli tecnici al commercio (LOTG, RS 946.51). Già oggi esistono differenze nel caso di frigoriferi e congelatori, asciugatrici, set-top box e forni. È prevista l'emanazione di prescrizioni più severe per i motori elettrici. Queste misure vengono già oggi perseguite sulla base dell'attuale art. 8 LEn e sono ampiamente attuate.

Misure di sostegno

Nell'ambito di *SvizzeraEnergia* devono essere potenziate l'*informazione* e la *consulenza* agli interessati per un utilizzo degli apparecchi consapevole dal punto di vista energetico, al fine di sfruttare così parte del potenziale di risparmio degli apparecchi. SvizzeraEnergia offre inoltre assistenza e consulenza anche ai poteri pubblici qualora intendano emanare prescrizioni sull'utilizzo nel loro ambito di competenza. Possibili ambiti di applicazione sono ad esempio l'illuminazione di strade, vetrine, facciate, edifici, il riscaldamento elettrico di spazi esterni o l'esercizio di impianti tecnici in funzione della presenza degli utenti nel locale. L'amministrazione pubblica deve svolgere una funzione di modello nell'acquisto e nell'utilizzo degli apparecchi elettrici. Ad esempio, per l'attuazione della mozione 11.3415 Efficienza energetica nell'illuminazione pubblica, nell'ambito di competenza della Confederazione tutti i dispositivi d'illuminazione non efficienti devono essere sostituiti entro la fine del 2020.

Le misure indirette devono essere rafforzate in maniera generale: da un lato si devono intensificare le attività di comunicazione e di consulenza, dall'altro vanno elaborati segmenti di apparecchi finora poco o per nulla considerati (componenti degli impianti domestici, centri di calcolo, ecc.). A tal riguardo bisogna applicare maggiormente un approccio di sistema, ossia considerare tutti i mezzi di un sistema che consumano energia. Inoltre deve essere sostenuta in modo mirato la diffusione delle nuove tecnologie (ad es. «smart technology») e va intensificata la collaborazione con l'estero. Le misure di comunicazione e consulenza vengono attuate nell'ambito di SvizzeraEnergia in collaborazione con i partner del mercato.

Le misure indirette e accompagnatorie necessarie nell'ambito del programma SvizzeraEnergia sono descritte nel numero 4.2.12.

Costi e finanziamento

L'attuazione delle misure regolatorie richiede dal 2015 al 2020 un fabbisogno annuo aggiuntivo di mezzi materiali pari a 0,75 milioni di franchi.

4.2.5 Efficienza energetica nel settore dei fornitori di elettricità

Attualmente in Svizzera non esiste ancora un mercato dei servizi nell'ambito dell'efficienza energetica, di fondamentale importanza tuttavia per poter sfruttare i potenziali. Sono necessarie pertanto condizioni quadro che velocizzino lo sviluppo

di un corrispondente mercato. Finora il principale obiettivo dei fornitori di elettricità è stato vendere quanta più elettricità possibile. Data la loro vicinanza ai consumatori e il loro posizionamento in un contesto di concorrenza sempre più aspro, essi sono predestinati a offrire anche servizi di efficienza energetica con modelli aziendali innovativi e in tal modo aprire nuovi settori commerciali.

Ai fornitori di elettricità devono pertanto essere prescritti obiettivi di efficienza vincolanti, che li inciteranno ad avviare attività nell'ambito dell'efficienza energetica.

Obiettivi di efficienza per i fornitori di elettricità

La Confederazione introduce *obiettivi di efficienza vincolanti per i fornitori di elettricità* le cui vendite annue sono pari o superiori a 30 GWh, riprendendo in tal modo la direttiva UE sull'efficienza energetica⁴⁴, che prevede tale misura, ma lascia agli Stati membri la possibilità di raggiungere gli obiettivi anche in altri modi. Le aziende soggette a questo obbligo sono tenute a realizzare presso i propri clienti finali svizzeri un risparmio annuo di elettricità corrispondente a una determinata percentuale stabilita dal Consiglio federale (ad es. 1,0 %) delle proprie vendite in Svizzera. In questo caso si tratta di risparmi rispetto a uno sviluppo non influenzato, ossia di un aumento dell'efficienza e non di una riduzione assoluta del consumo. Tale obbligo resta valido per un periodo di tre anni e gli obiettivi individuali di ogni fornitore vengono stabiliti annualmente dall'UFE che moltiplica le vendite annuali comunicate dal fornitore per l'aliquota fissata dal Consiglio federale. L'aumento dell'efficienza viene dimostrato attraverso un approccio orientato alle misure, come quello attualmente già utilizzato per le convenzioni sugli obiettivi nell'ambito dell'attuazione della legge sul CO₂ o dell'articolo sui grandi consumatori. In merito la Confederazione mette a disposizione un ampio catalogo di provvedimenti standardizzati, nell'ambito dei quali l'incremento dell'efficienza può essere calcolato ex ante. I provvedimenti non standardizzati, soggetti a un esame preventivo e all'autorizzazione della Confederazione, devono soddisfare determinati criteri di addizionalità. In questi casi la prova spetta al fornitore di elettricità. Le misure possono essere attuate dall'azienda stessa o da fornitori di energia esterni. Le misure attuate nell'ambito della legge sul CO₂ (obbligo di rimborso della tassa sul CO₂, progetti per la riduzione delle emissioni a livello nazionale, Programma Edifici) o dell'obbligo del rimborso del supplemento rete, per le quali esiste un obbligo di legge o che godono di un sostegno simile a quello pubblico (ad es. i bandi di gara), non sono computabili.

Ogni incremento di efficienza raggiunto e verificato viene confermato attraverso il rilascio di un *certificato bianco*, uno per ogni megawattora risparmiato (è possibile raggruppare diversi progetti). Il certificato adempie a due funzioni: da un lato costituisce una prova univoca e chiaramente identificabile dell'aumento dell'efficienza elettrica, dall'altro è un titolo che può essere venduto o trasferito al successivo periodo di adempimento (il cosiddetto «banking»). I certificati bianchi possono essere venduti liberamente ad altre aziende soggette all'obbligo; tuttavia la totalità delle transazioni (prezzo e quantità) deve essere comunicata alla Confederazione. Se al termine del periodo di adempimento un'azienda non ha ottenuto un numero suffi-

⁴⁴ 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 315/1 del 14 novembre 2012.

ciente di certificati bianchi, può acquistare da terzi le prove relative all'incremento dell'efficienza energetica. Se al termine del periodo di adempimento non hanno raggiunto i loro obiettivi di efficienza e hanno presentato alla Confederazione un numero insufficiente di certificati bianchi, ossia non hanno raggiunto gli obiettivi di efficienza, i fornitori di elettricità sono sanzionati con una multa e sono altresì obbligati a raggiungere i mancati obiettivi di risparmio nel periodo successivo. I costi dei programmi di efficienza sono sostenuti dai fornitori di elettricità: in un mercato liberalizzato essi possono essere trasferiti ai clienti finali, mentre in un mercato parzialmente liberalizzato si ricorre al rifinanziamento attraverso una quota regolamentata sui prezzi dell'elettricità.

I fornitori di elettricità le cui vendite annue sono inferiori a 30 GWh hanno la possibilità, in alternativa agli obiettivi di efficienza vincolanti, di versare una tassa sostitutiva il cui ammontare si basa sul volume di energia elettrica venduto e sui costi medi per le misure di efficienza. Sia i ricavi della sanzione sia la tassa sostitutiva confluiscono nel finanziamento dei bandi di gara.

Già prima della procedura di consultazione erano state prese in esame diverse alternative al presente approccio (modelli di bonus-malus per i gestori delle reti di distribuzione, «decoupling», tariffe elettriche progressive, ecc.). Nessuna di esse ha tuttavia ottenuto un giudizio complessivo migliore dei certificati bianchi (principali criteri: efficienza, ottimizzazione dei costi, attuabilità nel mercato dell'elettricità parzialmente e totalmente liberalizzato, compatibilità con il diritto dell'UE, minore onere esecutivo, integrazione nelle strutture e negli strumenti di politica energetica esistenti). Per questo motivo occorre mantenere gli obiettivi di efficienza proposti per i fornitori di elettricità – nonostante la critica avanzata nella procedura di consultazione, in particolare dai fornitori di elettricità.

Alcuni partecipanti alla procedura di consultazione hanno criticato l'orientamento unilaterale degli obiettivi di efficienza verso l'energia elettrica, altri hanno espresso timori circa una sostituzione dell'elettricità con i vettori energetici fossili. A parer nostro gli strumenti esistenti (tassa sul CO₂, prescrizioni sulle emissioni di CO₂ per i veicoli, obbligo di compensazione per gli importatori di carburanti e centrali termiche alimentate con combustibili fossili) dovrebbero essere sufficienti a evitare tale sostituzione. In caso contrario ne terremmo conto nella definizione degli obiettivi.

Costi e finanziamento

Il fabbisogno supplementare in termini di personale, che dipende dall'organizzazione dettagliata dell'esecuzione, può essere contenuto entro un limite ragionevole attraverso diversi provvedimenti (ad esempio definendo un catalogo di provvedimenti standardizzati, estendendo l'autodichiarazione da parte dei fornitori di elettricità, ecc.).

4.2.6 Energie rinnovabili

Secondo la statistica delle energie rinnovabili⁴⁵, nel 2012 la quota di energie rinnovabili nella produzione netta di elettricità era del 60 per cento, di cui il 57 per cento di energia idroelettrica e circa il 3 per cento di nuove energie rinnovabili, provenien-

⁴⁵ Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2012, Vorabzug, Ufficio federale dell'energia.

ti in particolare da impianti di incenerimento dei rifiuti e da impianti di depurazione delle acque. L'energia eolica, l'energia fotovoltaica e la biomassa partecipano complessivamente in misura dell'1,1 per cento all'odierna produzione netta di elettricità in Svizzera.

Nel 2007, nell'ambito della revisione della legge sull'energia, il Parlamento ha stabilito che entro il 2030 la produzione annua di elettricità generata da energie rinnovabili deve essere aumentata di almeno 5,4 TWh rispetto alla quota del 2000. Come principale strumento per raggiungere questo obiettivo, il 1° gennaio 2009 è stata introdotta la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC); concepita per le seguenti tecnologie: energia idroelettrica (fino a 10 MW), energia solare, energia eolica, geotermia, biomassa e rifiuti da biomassa.

I mezzi dell'attuale RIC destinati a compensare la differenza tra remunerazione garantita e prezzo di mercato sono limitati a un tetto massimo complessivo. Quest'ultimo risulta dal supplemento rete massimo, fissato attualmente dalla legge a 1,0 centesimo per chilowattora (1,5 ct./kWh dal 1° gennaio 2014). Inoltre la legge fissa tetti massimi parziali per ogni tecnologia al fine di evitare una distribuzione sbilanciata dei mezzi a favore delle tecnologie di più rapida attuazione. Grazie alle attuali decisioni positive, ossia alle conferme di ingresso nella RIC, il fondo RIC è totalmente sfruttato fino all'attuale tetto massimo complessivo di 0,9 ct./kWh. In lista di attesa vi sono circa 30 000 progetti (stato luglio 2013). Dal totale di tutti i progetti RIC (inclusi quelli in lista d'attesa) risulta una produzione annua prevista di 9,7 TWh. In alternativa al sistema d'incentivazione della RIC, i produttori di elettricità generata da energie rinnovabili possono scegliere il mercato libero dell'elettricità ecologica. In questo caso non ottengono alcuna remunerazione dalla RIC, ma hanno la possibilità, parallelamente alla vendita della quantità fisica di elettricità contro una remunerazione da parte del rispettivo gestore di rete, di vendere il valore aggiunto ecologico dell'elettricità.

La produzione di energia elettrica generata da energie rinnovabili deve essere gradualmente aumentata conformemente agli obiettivi descritti ai n. 2.3.1 e 2.3.3). Gli obiettivi si riferiscono alla produzione indigena, il che rientra nell'ambito degli strumenti previsti dal primo pacchetto di misure. Gli investimenti nella produzione di elettricità da energie rinnovabili all'estero non sono esclusi, ma ai fini del conteggio formale degli obiettivi è necessario stipulare un accordo sull'energia con l'UE (cfr. il commento all'art. 2 D-LEne).

Al fine di potenziare la produzione di energia elettrica generata da energie rinnovabili, è necessario ottimizzare, potenziare e accompagnare con misure di sostegno la promozione finanziaria.

Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità

Il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità è un sistema di compensazione che accresce la sicurezza degli investimenti in nuovi impianti. Esso stimola gli investitori, perlomeno durante il periodo di remunerazione, a produrre quanta più energia possibile e a mantenere l'impianto in buono stato. Infine contribuisce a rendere commerciabili le nuove tecnologie, come ad es. il fotovoltaico. Nell'ambito della procedura di consultazione è stato inoltre chiesto che il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità si avvicini maggiormente al mercato. Nel quadro del progetto per il primo pacchetto di misure della Strategia energetica è neces-

sario quindi ottimizzare l'attuale sistema RIC trasformandolo in un sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità con commercializzazione diretta. In concreto sono previste le seguenti modifiche:

- *aumento del tetto massimo di spesa complessivo* (supplemento rete) a 2,3 ct./kWh al fine di aumentare i mezzi per lo sviluppo delle energie rinnovabili (compresi al massimo 0,1 ct./kWh per le garanzie a copertura dei rischi geologici della geotermia degli strati profondi, i bandi di gara e l'indennizzo di determinate misure di risanamento connesse allo sfruttamento della forza idrica). Gli attuali tetti parziali per le singole tecnologie vengono eliminati. Solamente per la tecnologia fotovoltaica sono ancora previsti contingenti di sviluppo per garantire uno sviluppo durevole del settore e dei costi. L'UFE fissa contingenti di sviluppo in base a criteri tecnici che tengono conto, oltre che dell'evoluzione dei costi per la tecnologia fotovoltaica e delle altre tecnologie, anche del carico delle reti elettriche (picchi di consumo, possibilità di stoccaggio);
- *trasformazione dell'attuale RIC in un sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità con commercializzazione diretta*. L'obiettivo di questa trasformazione consiste in una maggiore integrazione nel mercato degli impianti, in particolare di quelli pilotabili, che in futuro non dovranno più ottenere una remunerazione per l'immissione fissa che non incentiva a immettere elettricità nel momento in cui serve effettivamente. Fondamentalmente in futuro saranno gli stessi gestori degli impianti a essere responsabili della vendita dell'energia elettrica. A tal fine essi dovranno negoziare modelli adeguati con gli acquirenti di elettricità (ad es. per ridurre l'energia di compensazione attraverso una gestione intelligente). Per il valore ecologico aggiunto riceveranno un premio d'immissione dal fondo per il supplemento rete risultante dalla differenza tra la tradizionale remunerazione RIC e un prezzo di mercato di riferimento. Grazie al prezzo di mercato negoziato e al premio d'immissione, dal punto di vista finanziario i gestori degli impianti non sono posizionati peggio rispetto alla tradizionale RIC, ma devono preoccuparsi della destinazione dell'elettricità prodotta. Al contrario non cambia nulla per gli impianti di piccole dimensioni e difficilmente pilotabili: essi continuano a poter ottenere un prezzo di mercato di riferimento che insieme al premio d'immissione corrisponde al precedente tasso fisso di remunerazione;
- *rimunerazione per l'immissione di elettricità limitata ora ai nuovi impianti*: al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità possono partecipare solo gli impianti messi in funzione per la prima volta dopo il 1° gennaio 2013. Gli impianti esistenti ampliati o rinnovati in misura considerevole non possono più parteciparvi. Dai pareri espressi nell'ambito della procedura di consultazione emerge tuttavia la richiesta di non rinunciare totalmente al potenziale di questi impianti. Pertanto, oltre alle centrali idroelettriche con una potenza compresa tra 300 kW e 10 MW ampliate o rinnovate in misura considerevole, devono essere promossi, ma mediante contributi d'investimento, anche gli impianti di incenerimento dei rifiuti e gli impianti a gas di depurazione e di depurazione delle acque ampliati o rinnovati in misura considerevole. In particolare per le centrali idroelettriche vengono in tal modo mantenuti gli incentivi verso l'utilizzo e l'ottimizzazione delle ubicazioni esistenti;

- *limite minimo per la promozione delle piccole centrali idroelettriche.* In futuro le piccole centrali idroelettriche con potenza inferiore a 300 kW non usufruiranno più di un sostegno finanziario. Con questa misura si può ridurre notevolmente il numero delle piccole centrali con un rapporto tendenzialmente negativo tra ricavo energetico ed impatto ambientale e aumentare l'efficienza della promozione (franchi/kWh). Dai pareri espressi nell'ambito della procedura di consultazione emerge tuttavia che non tutte le centrali idroelettriche con potenza inferiore a 300 kW devono essere escluse dalla promozione. Oltre agli impianti collegati con impianti infrastrutturali (impianti di approvvigionamento di acqua potabile e di smaltimento delle acque di scarico, centrali ad acqua irrigua, ecc.) devono essere esclusi dal limite minimo per la promozione anche gli impianti ubicati su sezioni di corsi d'acqua già sfruttati da centrali idroelettriche (centrali ad acqua di dotazione, centrali nei canali di scarico, ecc.). In tal modo si garantisce che gli impianti con un impatto ambientale limitato possano continuare a usufruire della promozione;
- *ottimizzazione dei tassi.* I tassi di remunerazione non dovranno più coprire i costi, bensì semplicemente basarsi sui costi di produzione di impianti di riferimento. In casi eccezionali il tasso potrà essere stabilito in base ai costi di produzione specifici dell'impianto. Inoltre le durate della remunerazione vengono ridotte rispetto a quando è stata introdotta la remunerazione per l'immissione di elettricità. Si punta a una durata della remunerazione, specifica per tecnologia, al massimo di 15 anni. Tale riduzione potrebbe essere applicata in occasione di una revisione anticipata dell'ordinanza;
- i tassi, stabiliti finora nell'ordinanza sull'energia in base ai costi di produzione di impianti di riferimento, possono essere definiti in alternativa anche attraverso *aste*. Il Consiglio federale decide se e per quale tecnologia o categoria si può adottare questo sistema. I bandi di gara sono adatti in particolare per le tecnologie già affermate e per le quali gli investitori sono in grado di stimare i costi in modo abbastanza preciso (ad es. nella tecnologia fotovoltaica);
- *contributi d'investimento sotto forma di versamento unico per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni:* gran parte delle domande di remunerazione per l'immissione di elettricità riguardano impianti fotovoltaici di piccole dimensioni. In questi casi solitamente non è posto in primo piano l'esercizio redditizio dell'impianto. Per questo in futuro gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni (<10 kW) devono essere promossi al di fuori del sistema di remunerazione attraverso *contributi d'investimento sotto forma di versamento unico* (rimunerazione unica) pari al massimo al 30 per cento dei costi d'investimento. Ciò si applica anche ai progetti in lista d'attesa (inclusi gli impianti della lista d'attesa già entrati in funzione per i quali fino a quel momento non è stata presa una decisione positiva. I gestori degli impianti da 10 a 30 kW devono poter scegliere tra remunerazione per l'immissione di elettricità e remunerazione unica (diritto di scelta);
- *gli impianti di incenerimento dei rifiuti, gli impianti a gas di depurazione e di depurazione delle acque, gli impianti di trattamento dei gas di scarico e gli impianti combinati a combustibili o carburanti fossili* non dovranno più usufruire della remunerazione per l'immissione di elettricità. Gli impianti di incenerimento dei rifiuti e gli impianti a gas di depurazione possono invece

richiedere un *contributo d'investimento* pari al massimo al 20 per cento dei costi d'investimento computabili. Spesso questi impianti sono di proprietà pubblica e funzionano con una gestione a copertura dei costi attraverso tasse di smaltimento applicate secondo il principio di causalità. Grazie a questo tipo di aiuto agli investimenti viene mantenuto un adeguato incentivo agli investimenti, senza creare gravose distorsioni della concorrenza. Di regola gli impianti che utilizzano parzialmente combustibili o carburanti fossili possono ricorrere ad altre possibilità di commercializzazione del valore aggiunto ecologico (ad es. risparmi sulla tassa sul CO₂ o vendita di attestati per i progetti di compensazione nazionali). Questi impianti non necessitano in uguale misura dei contributi e pertanto in futuro non riceveranno più questo sostegno.

Sintetizzando, con le modifiche summenzionate il sostegno finanziario alla produzione di elettricità da energie rinnovabili avviene attraverso i seguenti livelli:

- gli impianti che non hanno i requisiti per ottenere la remunerazione per l'immissione di elettricità hanno diritto a vedere remunerata a condizioni di mercato l'elettricità immessa (art. 17 D-LEne). In questo modo godono di una certa protezione anche i gestori di piccoli impianti che non dispongono di un sufficiente potere negoziale sul mercato libero dell'elettricità;
- più redditizia è la situazione per i gestori di centrali che hanno i requisiti per partecipare a un vero e proprio sistema di promozione (rimunerazione per l'immissione di elettricità o contributo d'investimento):
 - nella remunerazione per l'immissione di elettricità vi è una differenza tra gli impianti che devono commercializzare direttamente l'elettricità prodotta e quelli che ottengono un prezzo di mercato di riferimento garantito. Quanto più un impianto è grande e pilotabile tanto più è obbligato a integrarsi nel mercato e produrre l'elettricità quando questa può essere utilizzata,
 - i gestori di centrali che ricevono un contributo d'investimento, oltre alla remunerazione unica, usufruiscono anche delle condizioni di mercato secondo l'articolo 17 D-LEne.

Tutti i produttori (ad eccezione di quelli che ricevono una remunerazione per l'immissione di elettricità) possono inoltre scegliere di vendere il valore aggiunto ecologico sul mercato dei prodotti dell'elettricità verde.

Consumo proprio e garanzie per la geotermia in strati geologici profondi

- Il *consumo proprio*, in particolare di energia elettrica, consente di risparmiare sui costi di acquisto dell'energia e costituisce quindi un incentivo a produrre energia in proprio. Nell'ambito della Strategia energetica viene pertanto data particolare rilevanza al consumo proprio, in vista dello sviluppo e del decentramento della produzione di energia e in particolare di elettricità, nonché dell'auspicato aumento dell'autoapprovvigionamento. Spesso al giorno d'oggi il consumo proprio non è fattibile, poiché alcuni gestori di rete e fornitori di energia non lo consentono. Per questo motivo ora la possibilità del consumo proprio, di per sé già esistente, viene esplicitamente sancita in una norma (cfr. anche Iv. Pa. 12.400);

- nel settore della *geotermia in strati geologici profondi* i potenziali investitori sono scoraggiati dagli elevati costi d'investimento e dai notevoli rischi tecnici e geologici. Al fine di eliminare tali ostacoli è necessario ampliare le attuali garanzie della Confederazione per la copertura dei rischi di esplorazione e rafforzare il ruolo degli impianti pilota e di dimostrazione.

Pianificazione del territorio

In particolare gli impianti idroelettrici ed eolici hanno una forte incidenza sul territorio e spesso sono in contrasto con altri interessi (di protezione) legati al territorio. Un *progetto di sviluppo delle energie rinnovabili* deve consentire di attenuare questi conflitti e sostenere il potenziamento della forza idrica ed eolica. Il progetto mostra, tra l'altro con cartine su piccola scala, i territori adeguati per l'impiego di energie rinnovabili. Alla base di questo approccio vi è la convinzione che una visione d'insieme nazionale anziché territorialmente delimitata permetta di raggiungere più facilmente dei compromessi. Questo tipo di approccio facilita inoltre l'individuazione di soluzioni in quanto consente di ponderare gli interessi, talora contrastanti, in modo tempestivo e indipendente da progetti concreti. Il progetto è elaborato dai Cantoni e coordinato dalla Confederazione. I tradizionali strumenti di pianificazione del territorio (piano direttore e, laddove necessario, piano di utilizzazione) servono a concretizzare e rendere vincolanti le delimitazioni. Il progetto funge da base; sono possibili deroghe, ma soltanto sulla scorta di motivazioni convincenti.

Interesse nazionale

Il D-LEne mira a intensificare i progetti volti alla produzione di energie rinnovabili nell'ambito della *ponderazione degli interessi* necessaria durante le procedure di autorizzazione. Esso stabilisce che lo sfruttamento delle energie rinnovabili e l'incremento della loro produzione costituiscono un *interesse nazionale*. Agli impianti nuovi e a quelli esistenti a partire da una determinata grandezza e importanza, ossia oltre una certa soglia, viene attribuito un interesse nazionale. Con questo status gli impianti di produzione di energia vengono equiparati ad altri interessi di importanza nazionale, in particolare con il livello di protezione assegnato agli oggetti compresi negli inventari federali di protezione della natura, del paesaggio, del patrimonio culturale o degli insediamenti (aree IFP). Al principio secondo il quale un oggetto dev'essere conservato intatto si può derogare soltanto quando si oppone un interesse equivalente o maggiore, parimente d'importanza nazionale. Rispetto alla situazione attuale, le nuove disposizioni miglioreranno per questi impianti le condizioni relative alla ponderazione degli interessi (o creeranno le condizioni necessarie a tal fine), per esempio quando si tratta di decidere in merito a un'autorizzazione in un caso concreto. Gli impianti di produzione di energia devono essere fondamentalmente equiparati ad altri interessi di importanza nazionale. L'interessenzionale viene assegnato non solo ai citati oggetti compresi negli inventari per la protezione della natura e del patrimonio culturale della Confederazione, ma anche ad esempio nell'ambito delle zone golenali, delle riserve d'uccelli e dei biotopi. Un progetto energetico deve essere di grande importanza anche nel caso di un conflitto con altri interessi (aviazione, conservazione della foresta, ecc.). Con l'integrazione dell'interesse nazionale nel D-LEne l'accento viene spostato verso le energie rinnovabili che, rispetto a quanto avvenuto finora, avranno maggiori opportunità di realizzazione, in particolare nei citati oggetti degli inventari IFP, ma non solo. L'idea non consiste nell'edificare in tutte le ubicazioni ancora libere, e tanto meno nelle aree protette, ma piuttosto nel realizzare soprattutto gli impianti che generano il maggior

vantaggio in termini di produzione di elettricità a fronte di interventi il più possibile contenuti. Ciò può riguardare ad esempio l'estensione di impianti esistenti.

La soglia relativa a grandezza e importanza determinante per il riconoscimento dell'interesse nazionale è stabilita a livello di ordinanza secondo la necessità e singolarmente per ogni tecnologia. Secondo le stime attuali la soglia per veder riconosciuto l'interesse nazionale delle centrali idroelettriche non deve essere inferiore a 3 MW, ma, considerando gli obiettivi di sviluppo, nemmeno superiore a 10 MW. Per le stesse motivazioni, il valore per la determinazione dell'interesse nazionale per i progetti di energia eolica non deve essere inferiore a 5 MW né superiore a 20 MW. I valori esatti verranno definiti nel quadro di uno studio in corso in cui sono coinvolti i Cantoni, diversi uffici federali e i sostenitori degli interessi, e saranno fissati nell'ordinanza.

Procedure di autorizzazione

Le *procedure di autorizzazione* per la costruzione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili devono essere abbreviate e semplificate. Attualmente ad esempio numerosi progetti per i quali è stata emessa una decisione positiva sono bloccati a causa della procedura di autorizzazione o di ricorsi. In diversi interventi politici a livello federale viene chiesto alla Confederazione di adottare misure per accelerare queste procedure di autorizzazione (mozioni 09.3726, 09.4082, 11.3403, 11.3728).

- Fatta eccezione per le centrali idroelettriche lungo le acque transfrontaliere, - le procedure di autorizzazione per la costruzione di impianti di sfruttamento di energie rinnovabili sono di competenza dei Cantoni. La Confederazione può stabilire disposizioni per i Cantoni solo in maniera limitata. Ora viene imposto ai Cantoni di prevedere procedure di autorizzazione il più rapide possibili. Per quanto riguarda la forza idrica, la legge del 22 dicembre 1916 sulle forze idriche (LUF, RS 721.80) impone ai Cantoni di introdurre una procedura semplificata per gli impianti di piccole dimensioni con impatto ridotto. Ciò si è già affermato a livello federale.
- A livello federale al Consiglio federale viene assegnata la competenza di designare un ufficio di coordinamento per le autorizzazioni («sportello unico») in cui vengono raccolti, raggruppati e trasmessi i pareri e le autorizzazioni dei diversi uffici federali. Inoltre le varie autorizzazioni devono, per quanto possibile, essere rilasciate parallelamente e non in successione.
- Attualmente bisogna spesso attendere a lungo per ottenere le perizie della Commissione federale per la protezione della natura e del paesaggio (CFNP). Per queste e altre perizie simili viene pertanto fissato un termine di tre mesi.
- Nel quadro dell'ultima revisione della LPT è stata decisa un'ulteriore agevolazione per gli impianti solari (art. 18a). Gli impianti accuratamente integrati nei tetti non necessitano più dell'autorizzazione per l'installazione ma devono semplicemente essere notificati. Per gli impianti ubicati all'interno di monumenti culturali e naturali, che continuano a essere soggetti all'obbligo di autorizzazione, la LPT prevede inoltre una regola relativa alla ponderazione degli interessi: i monumenti non devono risultare sostanzialmente pregiudicati; per il resto, gli interessi relativi all'utilizzo dell'energia solare prevalgono rispetto agli interessi estetici.

- Con la futura modifica dell’ordinanza del 2 febbraio 2000 sulla procedura d’approvazione dei piani di impianti elettrici (OPIE, RS 734.25), per gli impianti fotovoltaici con potenza inferiore a 30 kVA sarà abolita l’autorizzazione dell’ESTI in materia di sicurezza tecnica. La revisione prevede inoltre ulteriori velocizzazioni.

Misure di sostegno

- Il *Programma SvizzeraEnergia* prevede altre attività di sostegno. Ad esempio l’elaborazione di direttive esecutive a livello federale – come il manuale per gli esami dell’impatto sull’ambiente – deve essere finalizzata a rendere più chiara e uniforme la prassi esecutiva, consentendo così procedure più celeri. Inoltre è necessario estendere e rafforzare le attività legate all’*assicurazione qualità* delle energie rinnovabili, nell’ambito di SvizzeraEnergia. In questo modo si garantisce che i nuovi impianti siano progettati e realizzati in maniera adeguata, al fine di sfruttare le energie rinnovabili nel modo più efficiente, sicuro ed ecologico possibile.
- Un *servizio specializzato gestito in comune dai Cantoni* nell’ambito delle autorizzazioni per gli impianti che sfruttano le energie rinnovabili potrebbe supportare dal punto di vista tecnico e del personale i servizi cantonali nella valutazione dei progetti. Questo servizio specializzato potrebbe fungere anche da piattaforma di scambio di informazioni tra i servizi cantonali e contribuire così a una prassi di valutazione unitaria.
- Con il maggior impiego di energie rinnovabili cresce rapidamente il fabbisogno di *previsioni e strumenti meteorologici* affidabili. In questo contesto MeteoSvizzera, con le sue infrastrutture di rilevamento e i modelli informatici, svolge un ruolo centrale nella trasformazione del sistema energetico.

Nuovo ordinamento ed esecuzione del fondo per il supplemento rete

L’organizzazione esecutiva e del fondo per il supplemento rete non è stata sinora disciplinata a livello giuridico. La legge stabilisce semplicemente che in caso di controversie decide la Commissione federale dell’energia elettrica (ElCom). Di conseguenza con l’avvio del sistema di remunerazione per l’immissione di elettricità nel 2009 l’esecuzione è stata affidata tramite *ordinanza* alla società nazionale di rete Swissgrid. Già allora vennero soppesati i vantaggi (sinergie con altri compiti di Swissgrid, ad es. le garanzie di origine) e gli svantaggi di questa soluzione (possibili conflitti d’interessi dato che l’azionariato della Swissgrid SA è formato tra gli altri da aziende di approvvigionamento elettrico che richiedono a Swissgrid per propri progetti una remunerazione per l’immissione di elettricità).

Nel progetto posto in consultazione è stata proposta una soluzione che avrebbe permesso di eliminare alcuni degli attuali limiti, ma che non avrebbe apportato modifiche sostanziali. L’esecuzione del sistema di remunerazione per l’immissione di elettricità sarebbe stata trasferita a una società affiliata di Swissgrid, da essa nettamente distinta. Molti partecipanti alla procedura di consultazione hanno messo in dubbio l’indipendenza di Swissgrid in materia di esecuzione e respinto anche la proposta di istituire un organo di esecuzione separato. Di conseguenza sono state esaminate ulteriori varianti, tra cui la creazione di un ente della Confederazione. Questa idea è stata tuttavia rigettata, soprattutto perché per la remunerazione per l’immissione di elettricità, destinata a scomparire dal 2021, avrebbe dovuto essere creato un ulteriore organo, oltre a Swissgrid e all’UFE, che avrebbe dovuto ancora

sviluppare un proprio know how tecnico. Ora è previsto di affidare l'esecuzione all'UFE: questa variante permette di concentrare tutti i compiti in un unico luogo e semplificare i processi.

Di conseguenza la Confederazione, oltre ad occuparsi dell'esecuzione, integra anche il fondo per il supplemento rete (come fondo semplice senza personalità giuridica). Con l'integrazione nella struttura finanziaria della Confederazione il patrimonio del fondo dell'attuale Fondazione per la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC) è trasferito alla Confederazione. Ciò comporta la creazione di un fondo speciale ai sensi dell'articolo 52 della legge federale del 7 ottobre 2005 sulle finanze della Confederazione (LFC, RS 611.0). Un fondo di questo tipo ha anche determinati svantaggi: i fondi speciali limitano la trasparenza e la gestione del budget e possono indebolire gli incentivi esistenti per un adempimento efficace dei compiti. Tuttavia i timori legati alla scarsa gestibilità sono da relativizzare in quanto la regola del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (con il suo meccanismo di finanziamento e la destinazione vincolata dei mezzi) fa sì che il Parlamento non possa praticamente influire sulle spese annuali. La gestione del budget quindi è fondamentalmente limitata. La possibilità di violare il principio dell'annualità può essere giustificata dal fatto che con la creazione del fondo si possono evitare squilibri nelle finanze federali (evoluzione diseguale di entrate e uscite) e ridurre l'onere amministrativo.

Costi e finanziamento

I costi stimati per lo sviluppo delle energie rinnovabili dipendono fortemente dall'evoluzione dei prezzi di mercato dell'energia, evoluzione che non può essere prevista in maniera precisa. Secondo alcune stime approssimative i costi annui nel 2011, pari a circa 210 milioni di franchi, aumentano nel 2050 a 720 milioni di franchi. Il livello massimo dei costi sarà raggiunto nel 2040 con 840 milioni di franchi circa. È prevedibile quindi un tendenziale aumento dei costi di produzione dell'elettricità legato al rinnovamento del parco di centrali che, nello stesso periodo, avrà come conseguenza un tendenziale aumento anche dei prezzi di mercato.

La promozione delle energie rinnovabili suesposta deve essere finanziata attraverso il naturale adeguamento del mix di energia elettrica da parte dei gestori di rete (finanziamento attraverso il prezzo dell'energia) e un graduale aumento, basato sul fabbisogno, del supplemento rete per la remunerazione per l'immissione di elettricità, la remunerazione unica per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni e i contributi per gli impianti idroelettrici, di incenerimento dei rifiuti e di depurazione delle acque/di depurazione rinnovati o ampliati.

Il supplemento rete massimo sarà di 2,3 ct./kWh e verrà impiegato non solo per il finanziamento degli strumenti di promozione succitati, ma anche per ognuna delle seguenti finalità con un importo massimo di 0,1 ct./kWh all'anno:

- garanzie per la copertura dei rischi geologici della geotermia in strati profondi (garanzie per la geotermia);
- bandi di gara;
- indennizzo di determinate misure connesse allo sfruttamento della forza idrica.

Il trasferimento dell'attuale organo d'esecuzione da Swissgrid alla Confederazione comporta risorse in termini di personale di complessivi 25 posti a tempo pieno per

garantire la preparazione dell'organizzazione esecutiva e dell'esecuzione. I costi per la preparazione e l'esecuzione della remunerazione per l'immissione di elettricità alla Confederazione vengono interamente finanziati, come già finora, mediante il supplemento rete.

4.2.7 Impianti di cogenerazione forza-calore

Gli impianti di cogenerazione forza-calore (impianti di cogenerazione) sono strutture decentrate, alimentate interamente o parzialmente con vettori energetici fossili, solitamente gestite con gas naturale e che producono sia energia termica che elettrica. In base al fabbisogno di calore per i processi industriali, i grandi edifici e le reti di riscaldamento, si ipotizza un potenziale teorico ragionevole di energia complessiva dagli impianti di cogenerazione decentralizzati, fattibile dal punto di vista tecnico, variabile tra 5 e 7 TWh.

I costi di produzione dell'elettricità prodotta negli impianti di cogenerazione dipendono fortemente dalle dimensioni dell'impianto e presentano sensibili differenze: mentre per i processi industriali e i grandi edifici gli impianti di cogenerazione possono essere gestiti in modo quasi redditizio, i costi degli impianti di cogenerazione di piccole dimensioni sono molto elevati. A causa degli attuali prezzi bassi dell'energia elettrica e del regime di CO₂, negli ultimi anni i gestori di impianti di cogenerazione nell'industria hanno immesso in rete poca energia elettrica.

Gli impianti di cogenerazione decentralizzati sarebbero tuttavia destinati a fornire contemporaneamente elettricità e calore in inverno e compensare la minor quantità di energia elettrica prodotta con la tecnologia solare e le centrali idroelettriche. Inoltre, grazie alla possibilità di una loro rapida attivazione o disattivazione, gli impianti di cogenerazione consentono una produzione in base al fabbisogno.

Le condizioni quadro degli impianti di cogenerazione esistenti e di quelli nuovi devono essere ottimizzate, in quanto gli impianti di cogenerazione possono dare un importante contributo alla stabilità della rete di distribuzione locale e alla sicurezza dell'approvvigionamento.

Ottimizzazione delle condizioni quadro

In considerazione dei risultati della procedura di consultazione, rinunciamo al modello di promozione proposto per gli impianti di cogenerazione e in alternativa intendiamo migliorare le condizioni quadro per gli impianti di cogenerazione, anche per quelli alimentati interamente o parzialmente con vettori energetici fossili, attraverso le seguenti misure:

- regola del consumo proprio: come per tutti gli altri impianti di produzione anche per gli impianti di cogenerazione viene introdotta la regola del consumo proprio di elettricità (cfr. n. 4.2.6);
- prezzo di ritiro dell'energia elettrica: i gestori di rete devono essere obbligati a ritirare e remunerare tutta l'elettricità prodotta negli impianti di cogenerazione di piccole dimensioni, ossia quelli con una potenza elettrica massima di 3 Mw_{el} o una produzione annua massima da immettere in rete di 5000 MWh. L'importo minimo si orienta all'attuale prezzo del mercato spot («day ahead») dell'elettricità;

- esenzione parziale dalla tassa sul CO₂: le imprese che gestiscono impianti di cogenerazione prevalentemente termici con una potenza complessiva dell'impianto di combustione compresa tra 1 e 20 MW e non partecipano al sistema di scambio di quote di emissioni devono avere la possibilità di essere esentati, secondo un regime separato, dalla parte della tassa sul CO₂ pagata per la produzione dell'energia elettrica immessa in rete. Il 40 per cento almeno della somma rimborsata deve essere destinata a misure volte ad aumentare la propria efficienza energetica o l'efficienza energetica di imprese o impianti che prelevano elettricità o calore dall'impianto di cogenerazione. La Confederazione prescrive per gli impianti di cogenerazione interessati determinati requisiti minimi relativi a grado di efficienza, efficienza ed effetti ambientali.

Il modello di promozione previsto originariamente per gli impianti di cogenerazione è stato respinto da diversi partecipanti alla consultazione. Ad esempio è stato giudicato inconsistente promuovere i vettori energetici fossili e contemporaneamente mantenere la tassa sul CO₂. In alternativa al proposto modello di promozione con tariffe di reimmissione, nell'ambito della procedura di consultazione sono stati proposti i contributi d'investimento sotto forma di versamento unico, per i quali tuttavia al momento mancano le necessarie basi costituzionali a livello federale. Il nostro Collegio non ritiene opportuna un'ulteriore promozione delle reti di teleriscaldamento alimentate con combustibili fossili come richiesto da più parti durante la consultazione. Attualmente i Cantoni usufruiscono dei contributi globali se promuovono reti di teleriscaldamento alimentate almeno parzialmente con energie rinnovabili. Considerato l'ampio dissenso espresso nell'ambito della procedura di consultazione, rinunciamo alla proposta remunerazione orientata ai costi di produzione per l'elettricità prodotta negli impianti di cogenerazione e ci limitiamo a prevedere, oltre alla possibilità dell'esenzione parziale dalla tassa sul CO₂, un obbligo per i gestori di rete di ritirare e remunerare in modo adeguato l'elettricità prodotta negli impianti di cogenerazione di piccole dimensioni.

Costi e finanziamento

L'esecuzione dell'esenzione parziale dalla tassa sul CO₂ genera un onere aggiuntivo in termini di personale per l'AFD, incaricata di rimborsare ai gestori degli impianti esentati la tassa sul CO₂ pagata, e per l'UFAM, incaricato di verificare il rispetto degli obblighi. Queste risorse sono necessarie per l'elaborazione delle disposizioni dell'ordinanza.

4.2.8 Centrali a gas a ciclo combinato

In futuro la domanda di elettricità sarà soddisfatta con una combinazione tra forza idrica, nuove energie rinnovabili e, se necessario, impianti di cogenerazione, centrali a gas a ciclo combinato e importazioni di energia elettrica. In questo contesto il ricorso alle tecnologie fossili per la produzione di elettricità non deve compromettere gli obiettivi di politica climatica della Confederazione. Conformemente alla legge sul CO₂ i gestori di centrali termiche a combustibili fossili sono obbligati a compensare totalmente le emissioni di CO₂ prodotte. Il 23 dicembre 2011 il Parlamento ha stabilito che i gestori di centrali elettriche possono compensare attraverso l'acquisto di certificati esteri fino al 50 per cento delle emissioni prodotte, mentre il restante 50

per cento deve essere coperto con adeguate misure di compensazione nazionali. Poiché non sono ancora collegate al sistema svizzero di scambio delle quote di emissioni (SSQE), per la parte di compensazione indigena le centrali termiche a combustibili fossili non possono acquistare diritti di emissione SSQE al fine di adempiere all'obbligo di compensazione.

In base all'attuale pacchetto di misure, entro il 2020 in Svizzera dovrebbe essere necessaria una centrale a gas a ciclo combinato. L'ulteriore fabbisogno di queste centrali dipende prevalentemente dall'andamento dell'economia e del consumo elettrico, dall'accettazione della società e dallo sviluppo della produzione di energia elettrica generata da energie rinnovabili. In relazione a questi fattori l'approvvigionamento elettrico dovrebbe essere garantito da altre centrali a gas a ciclo combinato e/o da ulteriori importazioni.

Se necessario, un numero limitato di centrali a gas a ciclo combinato contribuisce a garantire la stabilità della rete e un adeguato grado di approvvigionamento indigeno in Svizzera. L'interazione fra energia di banda, energia di punta, nonché energia di regolazione e di compensazione viene riorganizzata di conseguenza.

Miglioramento delle condizioni d'investimento

Per migliorare le condizioni d'investimento relative alle centrali a gas a ciclo combinato, miriamo a una loro integrazione nel sistema europeo di scambio delle quote di emissioni. Intendiamo proseguire i negoziati in corso per assicurare ai gestori delle centrali a gas a ciclo combinato svizzere condizioni comparabili a quelle di cui godono i concorrenti europei. Con l'inserimento di queste centrali nel sistema di scambio delle quote di emissioni dell'UE, le centrali elettriche potrebbero partecipare allo scambio di emissioni europeo. Come i concorrenti europei anche le centrali a gas a ciclo combinato in Svizzera potrebbero compensare le emissioni di CO₂ generate acquistando diritti di emissione sul mercato comune. Attualmente l'UFAM sta negoziando le condizioni per un collegamento all'EU ETS. Ciò non sarà possibile fintantoché non verrà ratificato l'accordo bilaterale volto al collegamento dei due sistemi di compensazione delle emissioni e non verrà modificata la legislazione sul CO₂ (abolizione dell'obbligo di compensazione per le centrali termiche a combustibili fossili e obbligo di adesione all'SSQE).

La Confederazione deve inoltre esaminare la possibile partecipazione della Svizzera al meccanismo di crisi dell'UE nel settore del gas naturale e l'eventuale apertura del mercato svizzero del gas. Questi interventi servono a garantire alla Svizzera forniture di gas ininterrotte anche nei momenti di crisi. Inoltre la Svizzera punta a un'ulteriore differenziazione dell'approvvigionamento di gas, impegnandosi per il cosiddetto «Corridoio sud» che collega l'area del Mar Caspio all'Italia (cfr. n. 1.1.5).

4.2.9 Reti (accelerazione delle procedure e «smart metering»)

La Strategia energetica e la conseguente trasformazione del sistema energetico pone nuovi requisiti anche alle reti elettriche. Le attuali reti elettriche e del gas, come pure quelle del riscaldamento locale e del teleriscaldamento non sono adeguate per far fronte alla maggiore irregolarità nell'immissione di energia elettrica dovuta allo sviluppo dell'energia eolica e solare. Sia le reti elettriche sia le centrali di accumulazione necessitano di ampliamenti e ammodernamenti, al fine di garantire anche

in futuro il giusto equilibrio tra domanda e offerta necessario per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Ciò comporta la necessità di un'analisi integrale delle reti elettriche e del gas e delle loro caratteristiche ai fini dello stoccaggio di energia (cfr. n. 1.1.6).

Per quanto riguarda le reti elettriche, la Svizzera rappresenta la piattaforma per l'interscambio di energia elettrica nel cuore dell'Europa. Le vecchie linee, talora risalenti a oltre 40 anni fa, non sono più adeguate ai flussi attuali e futuri di elettricità e necessitano, indipendentemente dalla Strategia energetica 2050, di interventi di trasformazione e potenziamento. Il fabbisogno di tali interventi individuato da Swissgrid nella rete di trasporto fino al 2020 riguarda circa 1000 chilometri. Negli ultimi dieci anni tuttavia sono stati costruiti solamente 150 chilometri di linee. Inoltre la rete elettrica deve diventare più flessibile, intelligente ed efficiente dal punto di vista dei costi ed essere integrata in maniera ottimale in Europa. A causa della crescente decentralizzazione della produzione di elettricità con l'energia rinnovabile e gli impianti di cogenerazione, nonché del sempre più intenso scambio di elettricità a livello internazionale, la rete elettrica esistente non è più in grado di soddisfare quelli che saranno i requisiti futuri. Sussiste quindi un notevole fabbisogno di potenziamento nella rete di trasporto nonché un fabbisogno di trasformazione e potenziamento nelle reti di distribuzione al fine di garantire un esercizio sicuro della rete. L'adozione delle cosiddette misure intelligenti di potenziamento della rete (in particolare degli impianti decentralizzati di accumulazione e della gestione dell'immissione decentralizzata) svolge un ruolo essenziale nelle reti di distribuzione.

Vengono creati i requisiti per la trasformazione e il potenziamento delle reti elettriche in modo puntuale e opportuno. Come componente della Strategia energetica 2050 il Consiglio federale ha dato l'incarico di elaborare una specifica *Strategia Reti elettriche* (cfr. n. 2.3.5) e sulla base di questa un progetto di legge separato. La suddivisione dei compiti tra gli attori coinvolti deve essere chiarita e la trasparenza nella pianificazione delle reti accresciuta. Ciò servirà ad ottenere un più ampio consenso verso i progetti relativi agli elettrodotti e nel complesso contribuirà a rendere più efficienti le procedure di approvazione.

Alcune misure della Strategia Reti elettriche possono essere anticipate e presentate con il presente *primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050*. Attraverso queste misure anticipate si vogliono perseguire i seguenti obiettivi:

- le procedure di autorizzazione devono essere limitate e la loro durata ridotta;
- nel campo dello «smart metering» viene creata una norma di delegazione che permette al Consiglio federale, se necessario, di emanare disposizioni per l'introduzione tra i consumatori finali di sistemi di misurazione intelligenti e dei corrispondenti requisiti tecnici minimi. Inoltre viene regolamentata l'assunzione dei costi per i sistemi di misurazione intelligenti installati presso i consumatori finali. Le necessarie basi tecniche per la strutturazione di una rete intelligente sono attualmente in fase di elaborazione nel quadro della «smart grid roadmap». L'indagine riguarda applicazioni per lo stoccaggio e controlli di diverso tipo.

Accelerazione delle procedure

Nell'ambito dell'*accelerazione delle procedure* sono previste le seguenti misure:

- *introduzione di termini ordinatori per le procedure dei piani settoriali e di approvazione dei piani*: con l'introduzione di termini ordinatori per le procedure dei piani settoriali e di approvazione dei piani (completamento dell'art. 16 cpv. 5 LIE e nuovo art. 16a^{bis} LIE), le autorità direttive e i soggetti coinvolti nella procedura sono tenuti a svolgere più rapidamente la procedura;
- *abbreviazione della procedura di ricorso*: con l'aggiunta della lettera w nell'articolo 83 della legge del 17 giugno 2005 sul Tribunale federale (LTF, RS 173.110) la possibilità di adire il Tribunale federale per ricorsi concernenti l'approvazione dei piani di impianti elettrici viene limitata alle sole questioni di diritto di importanza fondamentale. Il Tribunale amministrativo federale emette quindi sentenza definitiva per una gran parte dei casi di ricorso. Questa soluzione, che si allinea agli obiettivi della riforma della giustizia (alleggerimento del lavoro del Tribunale federale), comporta soltanto una minima riduzione della tutela giurisdizionale e, contrariamente a quanto temuto dalle associazioni ambientaliste, non mette in discussione il diritto di ricorso delle associazioni. Il Tribunale amministrativo federale rappresenta un'istanza di ricorso abilitata a pronunciarsi con piena cognizione su tutti i casi. Per non compromettere questa soluzione equilibrata non vengono accolte le richieste avanzate durante la procedura di consultazione di una rinuncia completa di adire il Tribunale federale come seconda autorità giudiziaria o di estensione o limitazione dell'ambito di validità della regola proposta.

Anche alla richiesta di precisare cosa si debba intendere concretamente con «questione di diritto di importanza fondamentale» non è possibile dare seguito. I motivi di critica non devono essere delimitati a priori. Pur producendo maggiore chiarezza, tale definizione non potrebbe soddisfare la complessità delle fattispecie da giudicare e degli affari giuridici. Deve essere il Tribunale federale a giudicare, secondo la prassi consolidata, quali sono le questioni di importanza fondamentale o particolarmente significative.

Altre proposte volte ad accelerare la procedura di ricorso non possono essere attuate in quanto non compatibili con il sistema giuridico svizzero e la Costituzione, oppure possono essere attuate ma risultano palesamente inefficaci o ancora, a causa della loro scarsa accettazione, possono avere effetti controproducenti sulla durata della procedura. Dato che gran parte del potenziale di accelerazione risiede nel coordinamento territoriale e nella comunicazione nonché nello svolgimento dei progetti, nel quadro della Strategia Reti elettriche vengono esaminate nel dettaglio e discusse con gli attori coinvolti, in particolare misure in questi ambiti. Parte delle proposte avanzate dai partecipanti alla consultazione verranno successivamente accolte e progressivamente attuate nell'ambito della revisione dell'ordinanza del 2 febbraio 2000⁴⁶ sulla procedura d'approvazione dei piani di impianti elettrici (OPIE).

Basi per l'introduzione dello «smart metering»

Sulla base dei risultati di una valutazione dell'impatto (il cosiddetto impact assessment) dell'introduzione di «smart metering» e di un'analisi degli sviluppi a livello internazionale vengono proposte le seguenti misure (nuovo art. 17a LAEl):

- creazione di una norma di delegazione grazie alla quale il Consiglio federale può stabilire disposizioni per l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti tra i consumatori finali. In particolare il Consiglio federale può obbligare i gestori di rete a ordinare a tutti i consumatori finali o determinati gruppi di consumatori finali l'installazione entro una certa data di sistemi di misurazione intelligenti (il cosiddetto rollout);
- creazione di una norma di delegazione in base alla quale il Consiglio federale può stabilire i requisiti tecnici minimi dei sistemi di misurazione intelligenti installati presso i consumatori finali e le relative ulteriori caratteristiche, dotazioni e funzionalità.

Con l'introduzione di «smart meter» è necessario altresì regolamentare l'assunzione dei costi. L'articolo 15 capoverso 1 LAEl deve essere completato in tal senso, in modo che siano considerati costi computabili, oltre ai costi di capitale e d'esercizio di una rete efficiente, sicura e produttiva, anche i costi di capitale (per la precisione i costi di acquisto e installazione) e d'esercizio dei sistemi di misurazione intelligenti prescritti per legge ai consumatori finali. I sistemi di misurazione intelligenti di altro tipo non sono integrati nell'articolo 15 capoverso 1 LAEl. Una computabilità dei sistemi di misurazione intelligenti di altro tipo viene valutata sempre secondo l'articolo 15 capoverso 1 primo periodo LAEl, ossia i relativi costi sono computabili se sostenuti nell'ambito di una rete sicura, performante ed efficiente. I sistemi di misurazione intelligenti di altro tipo e la loro possibile interazione sono parte delle valutazioni svolte nella «smart grid roadmap». È importante stabilire dei requisiti tecnici minimi relativi ai sistemi di misurazione intelligenti installati presso i consumatori finali al fine di evitare investimenti in tecnologie «smart meter» che non producono i vantaggi auspicati.

Le misure nell'ambito di «smart metering/smart grid» costituiscono le basi che, unitamente ad altre modifiche (ad es. nell'ambito della definizione innovativa di prodotti delle borse dell'energia elettrica, le cosiddette «smart bid», e di nuove offerte per i clienti finali), permettono di trasformare il mercato dell'elettricità in vista delle sfide future.

Costi e finanziamento

Per il potenziamento e la trasformazione della rete di trasporto, nonché il potenziamento della rete di distribuzione, il Consiglio federale stima costi fino a circa 18 miliardi di franchi. Per quanto concerne la rete di trasporto i costi dei necessari progetti di potenziamento fino al 2050 oscillano tra 2,3 e 2,7 miliardi di franchi. A questi si aggiungono circa 4 miliardi di franchi per l'ammodernamento della rete di trasporto entro il 2030. Per quanto riguarda invece le reti di distribuzione, considerato il numero maggiore di immissioni decentralizzate, si prevede la necessità di un potenziamento fino al 2050. A seconda dello scenario, tale potenziamento comporta costi tra i 3,9 e i 12,6 miliardi di franchi (cfr. n. 6.3.1) che potrebbero essere ridotti grazie a controlli intelligenti, ad esempio con il mantenimento della tensione d'esercizio delle reti, l'impiego di centrali di accumulazione decentralizzate o il controllo della produzione decentralizzata).

I costi relativi al potenziamento e alla trasformazione delle reti, inclusa l'eventuale introduzione di «smart metering», vengono sostenuti dai gestori di rete. Essi possono trasferire tali costi ai consumatori finali attraverso corrispettivi per l'utilizzazione della rete, se computabili. Le basi per determinare la computabilità sono attualmente in fase di elaborazione nella «smart grid roadmap» e dovrebbero essere disponibili entro il 2014. Complessivamente nel settore delle reti non è previsto alcun finanziamento statale.

I nuovi processi relativi all'elaborazione e all'attuazione della *Strategia Reti elettriche* provocano un maggior onere in termini di personale per l'UFE, l'ARE, l'UFAM e la ElCom. Questo onere supplementare deve essere finanziato per quanto possibile attraverso fondi generali della Confederazione o prestazioni fatturabili.

4.2.10 Progetti pilota e di dimostrazione, programmi faro

La ricerca nel campo dell'energia riguarda l'intera catena di creazione di valore, dalla ricerca di base fino allo sviluppo legato ai prodotti. Un elemento centrale per il trasferimento sul mercato dei risultati della ricerca è costituito dai progetti pilota e di dimostrazione (progetti P+D). Nell'ultimo decennio i fondi ordinari destinati ai progetti P+D sono stati drasticamente ridotti. Conformemente al *Masterplan Clean-tech Svizzera, piano d'azione «Ricerca coordinata in campo energetico in Svizzera»* e alla strategia dell'UFE, la promozione dei progetti P+D deve essere necessariamente sostenuta attraverso un sostanziale aumento dei mezzi volti al raggiungimento degli obiettivi.

Attraverso progetti P+D e ora anche programmi faro vengono testate in concreto e fatte conoscere le tecnologie nell'ambito della ricerca.

L'attuale promozione dei progetti P+D viene mantenuta; inoltre viene introdotta una nuova promozione dei programmi faro nel settore energetico. I programmi faro sono speciali progetti dimostrativi con «laboratorio vitreo» (accessibile al pubblico in qualsiasi momento) che favoriscono la conoscenza di nuove tecnologie e soluzioni di sistema nella prassi, il dialogo in materia energetica e la sensibilizzazione degli specialisti e di ampie fasce della popolazione, oltre ad aumentare la ricettività del mercato nei confronti di nuove strategie e tecnologie. L'esecuzione di questo programma di promozione (ad es. le regole sulla direzione del programma e sui criteri di valutazione) viene strutturata dall'UFE che si basa sulle esperienze del collaudato programma P+D.

Costi e finanziamento

L'intensificazione della promozione dei progetti pilota e di dimostrazione genererà dal 2015 al 2020 un fabbisogno aggiuntivo annuale di 20 milioni di franchi. La promozione dei programmi faro comporterà dal 2015 al 2020 un fabbisogno aggiuntivo annuo di 10 milioni di franchi.

La Confederazione, a cui è ascrivibile circa il due per cento del consumo totale di energia svizzero, in futuro dovrà ridurre e ottimizzare il consumo energetico attraverso misure adeguate. In questo modo essa svolge una funzione di modello nel quadro della Strategia energetica 2050. Il livello federale comprende l'Amministrazione federale (DDPS incluso), l'intero settore dei politecnici federali e le aziende parastatali gestite dal punto di vista strategico dal Consiglio federale (Posta, FFS, Skyguide e Swisscom, successivamente anche altre).

L'obiettivo consiste nell'aumentare del 25 per cento l'efficienza energetica (misurata a seconda del settore in rapporto a equivalenti a tempo pieno, chilometri/passeggero percorsi, ecc.) entro il 2020 (anno base 2006). A tal fine è necessario definire corrispondenti mandati di prestazioni. Gli attuali obiettivi e le misure delle relative unità organizzative devono essere maggiormente orientati verso gli obiettivi della Strategia energetica. È necessario includere le attività amministrative, i servizi e i prodotti, nonché il comportamento dei collaboratori in qualità di utenti. Le misure devono essere attuate dalle rispettive organizzazioni.

Per la gestione complessiva e il coordinamento della funzione di modello della Confederazione nel settore energetico è stato creato il gruppo di coordinamento KG-VBE. Il KG-VBE elabora consensualmente misure adeguate e definisce il piano d'azione comune per l'assunzione della funzione di modello della Confederazione per la Strategia energetica 2050 e coordina la comunicazione dei risultati. Le misure da proporre si basano sulle strutture esistenti (Gestione delle risorse e management ambientale dell'Amministrazione federale RUMBA e Grandi consumatori della Confederazione) e sulle esperienze derivanti da lavori e programmi già svolti. A supporto dei lavori del KG-VBE opera l'ufficio Funzione di modello della Confederazione nel settore energetico gestito dall'UFE. Sia il gruppo di coordinamento sia l'ufficio hanno avviato la loro attività nel 2012.

Il KG-VBE ha stabilito i seguenti punti focali:

- edifici ed energie rinnovabili;
- mobilità;
- centri di calcolo e informatica verde;
- strumento di base reporting (incl. dati energetici rilevanti, comunicazione e sensibilizzazione).

Per questi temi il KG-VBE definirà obiettivi (misurabilità), indicatori, misure e uno scadenziario. È necessario valutare i costi delle misure; in caso di necessità vanno presentate le corrispondenti richieste di finanziamento.

Costi e finanziamento

L'elaborazione delle basi di pianificazione per le misure connesse alla funzione di modello della Confederazione comporta dal 2015 al 2020 nell'ambito dei mezzi materiali un fabbisogno aggiuntivo di 2 milioni di franchi all'anno. Questo importo non include i costi aggiuntivi per l'attuazione di particolari misure inerenti edifici, impianti tecnici, eccetera nell'ambito della funzione di modello della Confederazione da parte delle unità organizzative coinvolte.

SvizzeraEnergia è un programma basato su un partenariato e sull'adozione di misure di sostegno nel campo delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica. Il programma è stato lanciato nel 2001 e prorogato dal Consiglio federale nel 2010 per altri dieci anni. Il suo obiettivo consiste nel promuovere e rafforzare l'attuazione di misure regolatorie, di economia di mercato e volontarie tra economie domestiche, Comuni, città, commercio e industria con progetti innovativi, collaborazioni, iniziative di consulenza e altre attività. Il programma costituisce parte integrante del primo pacchetto di misure per l'attuazione della Strategia energetica 2050. Tutte le misure di sostegno volontarie sono riunite e attuate nell'ambito di SvizzeraEnergia. I programmi complementari della Confederazione, come ad esempio il Klimaprogramm Kommunikation und Bildung (Programma climatico Comunicazione e formazione) previsto nel quadro della legislazione sul CO₂, vengono armonizzati con le misure di SvizzeraEnergia.

SvizzeraEnergia rafforza l'efficacia delle misure giuridiche e di quelle volontarie nonché l'efficacia delle misure di promozione del primo pacchetto di misure:

- attraverso attività di sensibilizzazione, informazione e consulenza, formazione e perfezionamento, assicurazione qualità, networking e progetti avanzati SvizzeraEnergia sostiene e integra le altre misure della Strategia energetica 2050. Il programma mira in particolare a ridurre le problematiche non inerenti ai prezzi e i relativi costi di transazione che ostacolano l'attuazione delle misure di efficienza energetica e lo sfruttamento del potenziale delle energie rinnovabili definito nella Strategia energetica 2050;
- SvizzeraEnergia dà un contributo per lo sviluppo, l'introduzione e la diffusione conformi al mercato di nuove tecnologie e applicazioni innovative, nonché per la creazione di posti di lavoro sostenibili in questi settori. A tal fine i progetti innovativi vengono sostenuti anche finanziariamente.

Vengono mantenuti gli attuali punti chiave di SvizzeraEnergia. Nell'ambito del potenziamento del programma tuttavia, in considerazione degli obiettivi della Strategia energetica e per un'ottimale integrazione con le altre misure, vengono fissate nuove priorità. In particolare bisogna sfruttare maggiormente il potenziale nei settori mobilità efficiente, efficienza elettrica e produzione di elettricità generata da energie rinnovabili. Inoltre è necessario garantire ai Comuni un maggior sostegno per lo sfruttamento del margine d'azione in materia di politica energetica e intensificare gli sforzi nell'ambito della formazione e del perfezionamento.

Costi e finanziamento

L'attuazione integrale e il rafforzamento di tutte le misure di sostegno sotto l'egida di SvizzeraEnergia genera dal 2015 al 2020 nell'ambito dei mezzi materiali un fabbisogno aggiuntivo di 29 milioni di franchi. In tal modo il programma SvizzeraEnergia dal 2015 disporrà complessivamente di 55 milioni di franchi all'anno.

Impegni internazionali

Al fine di raggiungere i tre obiettivi principali della sua politica estera in materia di energia (sicurezza dell'approvvigionamento energetico, garanzia di un mercato dell'energia competitivo e promozione di un utilizzo dell'energia efficiente e rispettoso del clima) la Svizzera deve rafforzare la collaborazione con gli Stati confinanti, l'Unione europea (UE), alcuni Stati europei ed extraeuropei e le organizzazioni internazionali. Ciò riguarda in particolare, oltre alle attività motivate politicamente, l'onere di partecipazione a gruppi di lavoro nel quadro dell'introduzione di nuovi standard e norme nell'UE (Framework Guidelines e Network Code) per la pianificazione delle reti, l'esercizio delle reti di trasporto e distribuzione nonché la gestione delle congestioni. Queste attività comprendono l'elaborazione di rapporti di base, l'instaurazione e la cura dei contatti europei e il coordinamento con la ElCom e il settore elettrico. Altri compiti nascono in seguito alle nuove attività di pianificazione dell'infrastruttura strategica coordinate a livello europeo nel settore delle reti elettriche, in particolare per i gruppi di lavoro nell'ambito dell'«EU-Energymarket Implementation Benchmarking and Monitoring» e del «Market Integrity and Transparency», nonché i gruppi di lavoro che si occupano dello sviluppo dei mercati all'ingrosso dell'energia. In questo contesto l'UFE svolge compiti nel settore della creazione del mercato e del monitoring.

Procedura relativa all'energia nucleare

Considerata l'obsolescenza di talune centrali nucleari, l'UFE sarà sempre più confrontata con la questione della loro disattivazione. Si tratta da un lato di centrali nucleari e dall'altro di impianti di ricerca. I gestori delle centrali nucleari e l'Ispettorato federale della sicurezza nucleare IFSN stanno già svolgendo lavori preliminari in vista della disattivazione delle centrali nucleari, sia sotto il profilo concettuale sia di altro genere. L'IFSN dispone di una nuova sezione Disattivazione. Nei prossimi anni al Paul Scherrer Institut PSI di Würenlingen AG verranno disattivati diversi impianti di ricerca e l'UFE, in qualità di autorità competente, deve attuare la relativa procedura. Oltre a questo sono in attesa della procedura di autorizzazione altri impianti nucleari del PSI. L'Università di Basilea ha deciso di disattivare il prima possibile il suo reattore di ricerca e di presentare una domanda in tal senso all'UFE. Inoltre, l'onere relativo alla procedura per la centrale nucleare di Mühleberg continua ad aumentare. Dopo le decisioni prese dal Tribunale federale nell'ambito delle prime due procedure, al momento sono in corso altre tre procedure e una quarta è stata annunciata. Si tratta di procedure complesse e talvolta estremamente lunghe; ad esempio la prima procedura, fino alla decisione definitiva del Tribunale federale, è durata otto anni. Spesso si pongono questioni urgenti (ad es. misure preventive, effetti differiti) che richiedono decisioni intermedie. Praticamente tutte le decisioni importanti vengono impugnate davanti al Tribunale amministrativo federale come pure davanti al Tribunale federale.

Fondi di disattivazione e Fondo di smaltimento

Al momento l'UFE svolge attività nell'ambito del Fondo di disattivazione e del Fondo di smaltimento attraverso quattro funzioni: la presidenza della Commissione, le cariche nel Comitato per gli investimenti e nel Comitato per i costi e la vigilanza. L'onere relativo a questi compiti continua ad aumentare, segnatamente a causa dell'orientamento scelto nell'ambito della Strategia energetica 2050. I lavori preli-

minari attualmente in corso per la revisione dell'ordinanza sul Fondo di disattivazione e sul Fondo di smaltimento richiedono ad esempio molte più risorse di quanto previsto. I temi legati a questi fondi suscitano inoltre un forte interesse da parte dei media e dell'opinione pubblica. Viene poi chiesto un maggior scambio di esperienze con le autorità estere al fine di garantire la pianificazione, l'esecuzione, il finanziamento e la sorveglianza dei progetti di disattivazione e smaltimento in Svizzera. Questo richiede risorse aggiuntive anche per poter assicurare una governance corretta e mirata (separazione dei poteri tra le funzioni).

Costi e finanziamento

Per adempiere i compiti connessi con gli obblighi internazionali sono necessari altri due posti al 100 per cento a tempo indeterminato. Le spese relative al maggior fabbisogno di personale vengono interamente finanziate attraverso una tassa di vigilanza.

Per i compiti relativi alle procedure di disattivazione delle centrali nucleari nonché alle procedure relative alla centrale nucleare di Mühleberg è necessario un ulteriore posto al 100 per cento a tempo indeterminato. Le spese per il maggior fabbisogno di personale vengono in parte finanziate attraverso delle tasse.

Per i compiti relativi alle attività del Fondo per la disattivazione e del Fondo per lo smaltimento risulta un ulteriore fabbisogno di personale pari a un posto a tempo pieno. Le spese aggiuntive vengono interamente finanziate attraverso il Fondo per la disattivazione e il Fondo per lo smaltimento.

4.3 Efficacia

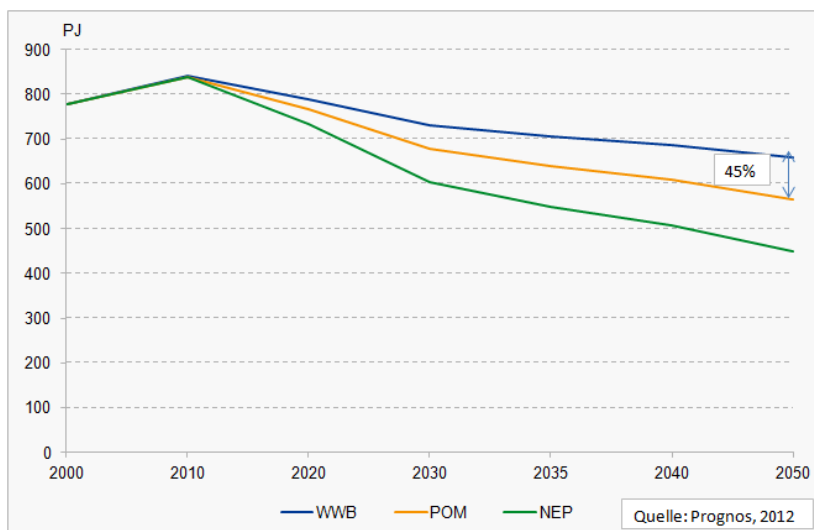
L'efficacia del primo pacchetto di misure, è stata valutata in base alle Prospettive energetiche 2050 (cfr. n. 2.1)⁴⁷. Oggetto di tale valutazione e di un confronto reciproco sono stati sia gli effetti del primo pacchetto di misure (in seguito designato *Misure politiche del Consiglio federale*) sia gli effetti delle varianti politiche *Status quo* e *Nuova politica energetica* (cfr. n. 2.1) per gli anni 2020, 2035 e 2050.

4.3.1 Evoluzione del consumo finale di energia

Anche solo con il primo pacchetto di misure, escludendo gli sviluppi tecnologici e una più intensa cooperazione internazionale, è possibile raggiungere il 45 per cento gli obiettivi a lungo termine della nuova politica energetica relativi al *consumo finale di energia* (si veda il grafico 5), prendendo in considerazione anche la progressiva diminuzione dell'efficacia del pacchetto di misure.

⁴⁷ Prospettive energetiche 2050, Ufficio federale dell'energia, Prognos AG, Basilea ed Ecoplan AG, Berna. Consultabile su Internet all'indirizzo: www.ufe.admin.ch > Strategia energetica 2050 > Prospettive energetiche 2050.

Consumo finale di energia dal 2000 al 2050 negli scenari *Status quo (WWB)*, *Misure politiche del Consiglio federale (POM)* e *Nuova politica energetica (NEP)* in PJ (3,6 PJ = 1 TWh). (Fonte: Prognos, 2012)



In base al presente pacchetto di misure il consumo finale di energia è di 213 TWh (767 PJ) nel 2020, 178 TWh (639 PJ) nel 2035 e 157 TWh (565 PJ) nel 2050. La domanda finale di energia diminuisce quindi già entro il 2020 dell'8,8 per cento rispetto al 2010. Dal 2020 l'efficacia aumenta: la domanda finale di energia rispetto al 2010 si riduce del 24 per cento entro il 2035 e del 33 per cento entro il 2050. Gli obiettivi relativi al consumo finale di energia vengono raggiunti al 39 per cento entro il 2020, al 43 per cento entro il 2035 e al 45 per cento entro il 2050. Nel 2035 il consumo finale di energia nello scenario *Nuova politica energetica* è di 152 TWh (549 PJ).

Il mix energetico continuerà ad evolversi, come sempre avvenuto in passato, indipendentemente dalla politica energetica.

Dalla tabella 2 risulta la probabile composizione del mix energetico negli anni 2020, 2035 e 2050, qualora le presenti misure venissero attuate in modo coerente in tutti i settori. La quota di vettori energetici fossili si riduce drasticamente, in particolare grazie al Programma Edifici che produrrà la sua totale efficacia lungo il periodo. Contemporaneamente entro il 2050 aumenta la quota di elettricità nel mix di energia, a causa della crescita demografica e dell'elettrificazione del traffico stradale a partire dal 2035, due fattori che fanno lievitare la domanda di elettricità.

Tabella 2

Scenario Misure politiche del Consiglio federale, consumo energetico per vettore energetico in PJ (3,6 PJ = 1 TWh) e quote percentuali

Vettore energetico	Consumo in PJ					% rispetto al consumo annuale			
	2000	2010	2020	2035	2050	2010	2020	2035	2050
Energia elettrica*	185	212	211	208	219	25 %	28 %	33 %	39 %
Prodotto derivati dall'olio da riscaldamento	207	194	130	67	38	23 %	17 %	10 %	7 %
Altri prodotti petroliferi	6	4	5	4	4	0.5 %	0.6 %	0.7 %	0.7 %
Gas naturale	87	108	107	88	70	13 %	14 %	14 %	12 %
Carbone	6	6	6	4	3	1 %	0.8 %	0.7 %	0.5 %
Teleriscaldamento*	13	17	22	25	21	2 %	3 %	4 %	4 %
Legna	27	37	38	35	29	4 %	5 %	5 %	5 %
Rifiuti (industriali)	10	10	10	9	8	1 %	1 %	1 %	1 %
Calore solare	1	1	4	10	15	0 %	1 %	2 %	3 %
Calore ambiente	4	11	22	35	37	1 %	3 %	6 %	7 %
Biogas, gas di depurazione	1	2	2	3	3	0.2 %	0.3 %	0.4 %	0.5 %
Benzina	169	135	92	56	39	16 %	12 %	9 %	7 %
Diesel	56	99	97	73	56	12 %	13 %	11 %	10 %
Carburante per aerei	4	3	3	3	3	0.4 %	0.4 %	0.5 %	0.6 %
Biocarburanti liquidi	0	0	16	16	16	0.0 %	2.0 %	2.5 %	2.8 %
Gas naturale utilizzato come carburante	0	0	0	1	1	0.0 %	0.1 %	0.2 %	0.2 %
Biogas utilizzato come carburante	0	0	0	1	1	0.0 %	0.1 %	0.2 %	0.2 %
Idrogeno	0	0	0	0	3	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.4 %
Totale	777	841	767	639	565				

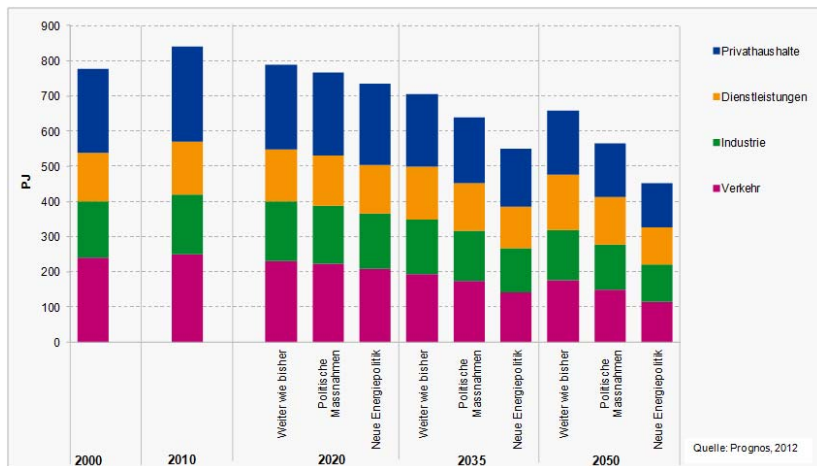
3,6 PJ = 1 TWh

Fonte: Prognos 2012

In base ai *settori*, le presenti misure producono effetti diversi sia nel consumo di energia finale che di elettricità (si veda il grafico 6):

Grafico 6

Consumo finale di energia per scenario e settore economico in PJ (3,6 PJ = 1 TWh), dal 2010 al 2050.



Legenda: Privathaushalte = Economie domestiche, Dienstleistungen = Servizi, Industrie = Industria, Verkehr = Trasporti, Weiter wie bisher = Status quo, Politische Massnahmen = Misure politiche, Neue Energiepolitik = Nuova politica energetica. (Fonte: Prognos, 2012)

Nel settore delle *economie domestiche* le misure nell'ambito del consumo finale di energia risultano più efficaci che nei settori industria e servizi nonché trasporti. Il consumo energetico nelle economie domestiche infatti riguarda principalmente gli edifici, un settore questo che, grazie al potenziamento del Programma Edifici (cfr. n. 4.2.1) beneficia di uno strumento efficace. Entro il 2020 il consumo finale delle economie domestiche si riduce del 13 per cento rispetto al 2010 arrivando a 66 TWh (237 PJ). Con il presente pacchetto di misure gli obiettivi a lungo termine del Consiglio federale vengono raggiunti entro il 2050 al 52 per cento. Il Programma Edifici produce effetti anche nel settore industria e servizi; tali effetti tuttavia sono mitigati dagli altri utilizzi del settore (propulsione, processi ecc.) e quindi il consumo finale entro il 2020 è di 85 TWh (307 PJ), con una riduzione del 4 per cento rispetto al 2010. Pertanto il grado di raggiungimento degli obiettivi entro il 2050 è del 41 per cento. Nel 2035 il consumo finale delle economie domestiche nello scenario *Nuova politica energetica* è di 45 TWh (163 PJ), mentre i settori industria e servizi hanno consumato 67 TWh (244 PJ).

Nel settore dei *trasporti* sono in particolare le previste prescrizioni sui consumi e l'elettrificazione dei trasporti a permettere entro il 2020 una riduzione del consumo finale di energia nel settore della mobilità del 10 per cento rispetto al 2010. Il consumo finale nel 2020 è di 62 TWh (224 PJ). Pertanto entro il 2050 il grado di raggiungimento degli obiettivi a lungo termine del Consiglio federale è del 44 per

cento. Il settore dei trasporti nello scenario *Nuova politica energetica* evidenzia nel 2035 un consumo di 40 TWh (143 PJ).

Attraverso la Strategia energetica il grado di dipendenza dall'estero per quanto riguarda l'approvvigionamento energetico non aumenta, bensì nel complesso diminuisce, nonostante per quanto riguarda l'energia elettrica dovrebbe crearsi, almeno stagionalmente, un fabbisogno maggiore di importazioni di elettricità e di gas per la sua produzione. In merito alla dipendenza dall'estero è praticamente ininfluyente che si importi elettricità oppure gas per la sua produzione. Il consumo di energia in tutti gli scenari diminuisce, sotto l'influenza della tecnologia e di una maggiore efficienza, e parallelamente aumenta la quota delle energie rinnovabili prodotte a livello nazionale. Per quanto concerne l'offerta di energia elettrica le centrali nucleari, che presentano un basso livello di efficacia, verranno sostituite con energie rinnovabili indigene, centrali a gas a ciclo combinato altamente efficienti o importazioni di energia elettrica. Nello scenario *Nuova politica energetica* nel 2035 la dipendenza dall'estero è del 51 per cento.

Tabella 3

Percentuali delle importazioni rispetto al bilancio globale negli scenari *Status quo* e *Misure politiche del Consiglio federale*

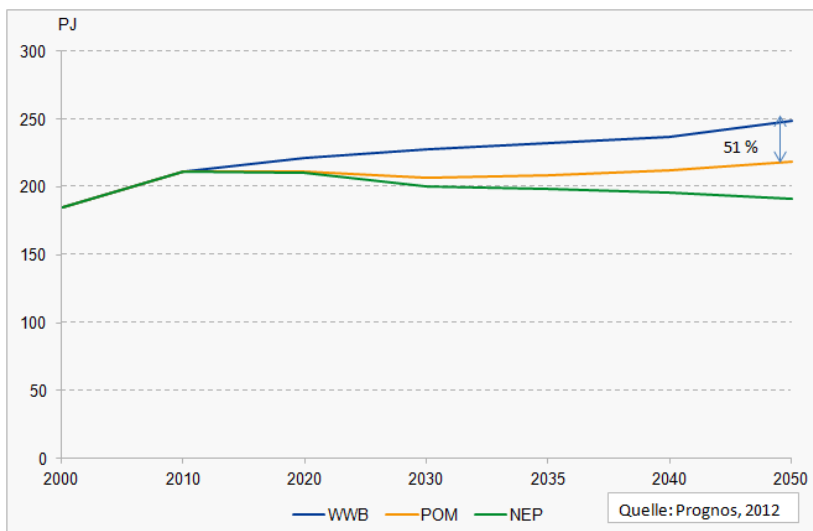
	2000	2010	2020	2035	2050
Status quo (WWB)	77	79	74	62	51
Misure politiche del Consiglio federale (POM)	77	79	73	57	43

4.3.2 Evoluzione del consumo di energia elettrica

Il consumo di elettricità in base all'attuale pacchetto di misure sarà presumibilmente di 59 TWh (211 petajoule PJ) nel 2020, 58 TWh (208 PJ) nel 2035 e 61 TWh (219 PJ) nel 2050. Rispetto al 2010 quindi la domanda di elettricità entro il 2020 diminuisce dello 0,2 per cento; entro il 2035 il consumo diminuisce dell'1,4 per cento ed entro il 2050 aumenta del 3,6 per cento.

Per quanto riguarda la domanda di elettricità il grado di raggiungimento degli obiettivi è del 94 per cento entro il 2020, del 70 per cento entro il 2035 e del 51 per cento entro il 2050 (cfr. grafico 7).

Consumo di energia elettrica dal 2000 al 2050 degli scenari *Status quo* (WWB), *Misure politiche del Consiglio federale* (POM) e *Nuova politica energetica* (NEP) in PJ (3,6 PJ = 1 TWh)



Nonostante il presente pacchetto di misure, entro il 2020 l'*elettificazione dei trasporti* provoca un aumento del consumo di elettricità in questo settore del 26 per cento rispetto al 2010 che porta il valore a 4 TWh (14 PJ). Nei settori *industria e servizi* il consumo di elettricità fino al 2020 rimane stabile al livello del 2010 e ammonta a 37 TWh (133 PJ). Grazie alle misure previste gli obiettivi a lungo termine nel settore dell'elettricità vengono raggiunti entro il 2050 al 47 per cento. Per quanto riguarda le *economie domestiche* con il presente pacchetto di misure entro il 2020 si ottiene una riduzione del consumo di elettricità del 5 per cento rispetto 2010, arrivando a quota 18 TWh (64 PJ). Il grado di raggiungimento degli obiettivi a lungo termine nel 2050 è del 62 per cento. Nei settori *Industria e servizi* nel 2035 il consumo di elettricità dello scenario *Nuova politica energetica* è di 31 TWh (112 PJ). Nello stesso scenario le *economie domestiche* hanno registrato una domanda di 16 TWh (56 PJ) e i *trasporti* sempre nel 2035 evidenziano una domanda di elettricità di 8,3 TWh (30 PJ).

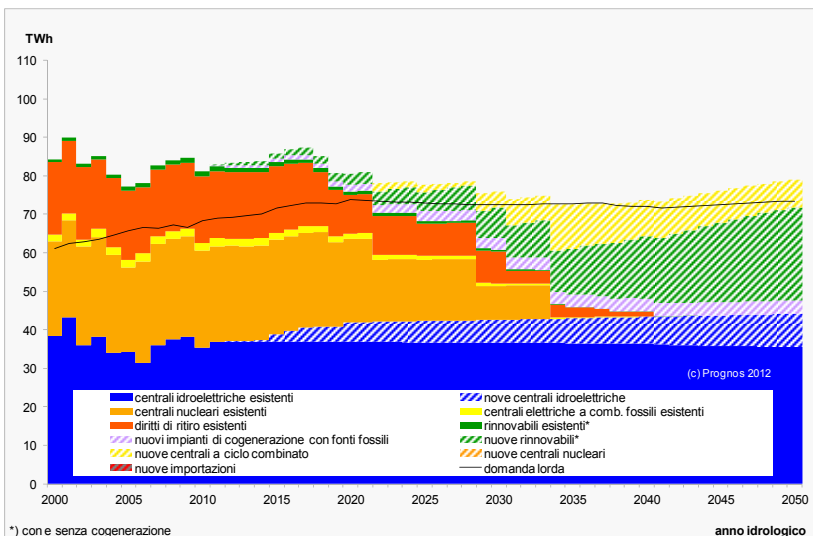
4.3.3 Evoluzione dell'offerta di energia elettrica

Nell'ambito dell'offerta di energia elettrica, il Consiglio federale punta in primo luogo su un consistente sviluppo delle energie rinnovabili. Il restante fabbisogno viene soddisfatto principalmente attraverso la produzione di elettricità da impianti termici a combustibili fossili, ossia centrali a gas a ciclo combinato e impianti di cogenerazione (variante C&E delle Prospettive energetiche 2050). A seconda dello

sviluppo dell'offerta di elettricità sul mercato europeo, in particolare riguardante le energie rinnovabili, si può ricorrere come integrazione alle importazioni:

Grafico 8

Offerta di elettricità variante C&E scenario Misure politiche del Consiglio federale, anno idrologico in TWh.



Fonte: Prognos 2012

Il grafico 8 mostra chiaramente lo sviluppo a lungo termine delle energie rinnovabili, fino al 2050. Il grafico mostra la produzione di energia elettrica con la tecnologia fotovoltaica, la produzione effettiva fino al 2012 e l'ulteriore potenziamento risultante dall'attuazione della Iv. Pa. 12.400. Si nota inoltre che fino al 2034 l'elettricità continua a essere prodotta attraverso l'energia nucleare.

La produzione idroelettrica aumenta da 35,42 TWh_{el}/a nel 2010 a 37,4 TWh_{el}/a nel 2035 e 38,6 TWh/a nel 2050. Considerando anche la produzione nelle centrali di pompaggio e le centrali a puro ricircolo d'acqua, nel 2050 risulta una produzione complessiva di 44,15 TWh/a. Le centrali di pompaggio necessitano nel 2050 di circa 7,54 TWh_{el}/a. La produzione delle centrali elettriche a combustibili fossili nel 2035 è di 13,69 TWh_{el}/a. La quantità di elettricità prodotta dalle centrali elettriche a combustibili fossili necessaria per soddisfare la domanda interna di elettricità diminuisce entro il 2050 a 10,65 TWh_{el}/a. La produzione degli impianti di cogenerazione con combustibili fossili è di 3,45 TWh_{el}/a nel 2050. Si ipotizza inoltre un incremento della produzione di energia elettrica delle centrali idroelettriche grandi e piccole di circa il 3,2 TWh. La potenza dei sistemi di pompaggio viene aumentata di circa 3700 MW arrivando a 5600 megawatt (MW): dal 2020 quindi, con una produzione superiore ai 6 TWh_{el}/a, esse svolgeranno un importante ruolo nella compensazione delle fonti energetiche rinnovabili, la cui produzione risulterà probabilmente insufficiente. Queste centrali compensano le oscillazioni a breve termine e stagionali della

produzione. Per il 2035 lo scenario *Nuova politica energetica* prevede nell'anno idrologico per la forza idrica, le centrali nucleari e la produzione rinnovabile gli stessi valori di produzione dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* (POM) (v. tabella 4). Solamente la produzione delle centrali elettriche a combustibili fossili, con 12 TWh_{el}/a, è inferiore alla produzione dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale*.

Nel 2050 vi sarà una capacità installata di produzione di energia elettrica da vettori rinnovabili pari a 13,7 GW (forza idrica esclusa). Nel 2050 il carico di punta sarà di circa 10,5 GW. Nello stesso anno le capacità installate disponibili (esclusa la produzione da fotovoltaico ed eolico e quella da altri vettori dipendenti dalle condizioni meteorologiche), di circa 19 GW (variante C&E), saranno sufficienti a coprire il carico di punta emergente. Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento la potenza delle centrali eoliche e fotovoltaiche, dipendente dalle condizioni meteorologiche, non è considerata come garantita, in quanto al momento del carico di punta è disponibile in modo limitato. A causa dell'elevata produzione di elettricità negli impianti fotovoltaici, nel semestre estivo andranno messe in conto eccedenze di potenza. Nel 2035 le potenze necessarie per tutti i tipi di produzione nello scenario *Nuova politica energetica* sono identiche a quelle dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale*. Solamente la potenza necessaria delle centrali elettriche a combustibili fossili risulta leggermente inferiore a quella dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale*.

Tabella 4

Scenario Misure politiche del Consiglio federale, produzione di energia elettrica in base a tecnologia, anno idrologico, variante relativa all'offerta C&E, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2035	2050
Centrali idroelettriche	38.38	35.42	41.96	43.02	44.15
di cui nuove			5.09	6.48	8.57
Centrali nucleari	24.73	25.13	21.68		
Centrali elettriche a combustibili fossili	1.79	2.18	3.13	13.69	10.65
esistenti	1.79	2.18	1.48	0.32	
nuove combinate				10.11	7.20
nuovi impianti di cogenerazione a combustibili fossili			1.65	3.26	3.45
Rinnovabili	0.81	1.38	4.42	14.53	24.22
di cui nuove			3.51	14.43	24.22
Consumo sistemi di pompaggio	2.22	2.56	7.54	7.54	7.54

Fonte: Prognos, 2012

Nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* la produzione di elettricità generata da energie rinnovabili nel 2020 ammonta a 4,4 TWh, nel 2035 a 14,53 TWh e nel 2050 complessivamente a 24,22 TWh (v. tabella 4).

La tabella 4 e la tabella 5 considerano la produzione di energia elettrica degli impianti fotovoltaici, la produzione effettiva fino al 2012 e l'ulteriore potenziamento risultante dall'attuazione dell'iniziativa parlamentare 12.400. Nel 2020 tale produzione sarà di 1,26 TWh per la tecnologia fotovoltaica, di 0,66 TWh per quella eolica, di 0,2 TWh per la geotermia e di 2,31 TWh per biomassa, biogas, impianti di depurazione delle acque e impianti di incenerimento dei rifiuti. Nello scenario *Nuova politica energetica* i valori della produzione di energia elettrica da energie rinnovabili nel 2035 sono identici a quelli dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* (v. tabella 5).

Tabella 5

**Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, variante ER rafforzata
nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale***

	2000	2010	2020	2035	2050
Totale rinnovabili	0.81	1.38	4.42	14.53	24.22
Senza cogenerazione	0.01	0.12	2.11	10.22	19.77
Impianti fotovoltaici	0.01	0.08	1.26	7.03	11.12
Impianti eolici	0.00	0.04	0.66	1.76	4.26
Biomassa (gas di legno)	-	-	-	-	-
Geotermia	-	-	0.20	1.43	4.39
Con cogenerazione	0.80	1.26	2.31	4.31	4.46
Biomassa (gas di legno)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.48	1.58
Impianti di depurazione della acque	0.09	0.12	0.16	0.29	0.30
Impianti di incenerimento rifiuti (50 % quota ER)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.33
Gas di discarica	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00

Fonte: Prognos, 2012

4.3.4 Evoluzione delle emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico

Nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* le emissioni complessive di CO₂ in Svizzera, con il forte potenziamento previsto delle energie rinnovabili come da tabella 6, a seconda del mix di produzione di elettricità diminuiscono da 17,3 a 19,6 milioni di tonnellate, pari a una quota di emissioni pro capite compresa tra 1,9 e 2,2 tonnellate di CO₂.

Emissioni complessive di CO₂ dovute al consumo energetico secondo la delimitazione della legge sul CO₂, in milioni di tonnellate di CO₂ (inclusa la differenza statistica), variazioni percentuali rispetto al 2000 (Prognos, 2012); variante E: Rinnovabile e importazioni di elettricità, variante C&E: Fossile-centrale e rinnovabile)

Variante relativa all'offerta		2000	2010	2020	2035	2050
Importazioni di elettricità	in mio. t di CO ₂	40,8	41,5	34,0	23,6	17,3
e rinnovabile	in % rispetto al 2000		1,7	-16,7	-42,2	-57,6
Fossile-centrale	in mio. t di CO ₂	40,8	41,5	34,0	27,3	19,6
e rinnovabile	in % rispetto al 2000		1,7	-16,7	-33,1	-52,0

Grazie al pacchetto di misure si ottengono risultati diversi nei tre settori:

- mentre le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico delle *economie domestiche* diminuiscono di circa il 25 per cento entro il 2020 rispetto al 2000 e quindi la riduzione si colloca nell'ordine di grandezza degli obiettivi dell'attuale politica climatica, grazie alle misure proposte il grado di raggiungimento degli obiettivi per le emissioni di CO₂ nelle economie domestiche è del 77 per cento entro il 2050 (2035: 59 %);
- nel settore *industria e servizi* le emissioni di CO₂ diminuiscono del 49 per cento (2020: 16 %; 2035: 35 %);
- l'inasprimento delle prescrizioni sui carburanti provoca entro il 2050 una diminuzione delle emissioni di CO₂ nel settore *trasporti* del 57 per cento rispetto al 2000 (2020: 16 %; 2035: 42 %).

Al fine di raggiungere nel lungo termine l'obiettivo del Consiglio federale, secondo lo scenario *Nuova politica energetica* le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico di circa 42 milioni di tonnellate nel 2010 devono essere ridotte di 11 milioni di tonnellate entro il 2020. Entro il 2035 le emissioni di CO₂ devono essere ridotte di 22,2 milioni ed entro il 2050 di 31,5 milioni.

4.3.5 Riperussioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento

La Strategia energetica 2050 è incentrata sull'articolo 89 della Costituzione federale, secondo cui nell'ambito delle loro competenze, la Confederazione e i Cantoni si adoperano per un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico e compatibile con le esigenze della protezione dell'ambiente, nonché per un consumo energetico parsimonioso e razionale. Di tale principio si è tenuto conto come segue nell'elaborazione del presente primo pacchetto di misure per l'attuazione della Strategia energetica 2050:

- per compensare la graduale eliminazione dell'energia di origine nucleare e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, è imprescindibile puntare in primo luogo su una maggiore promozione dell'efficienza energetica, dell'energia idroelettrica e delle nuove energie rinnovabili (cfr. n. 4.2.1–4.2.4 e 4.2.6);
- con la maggior promozione delle energie rinnovabili e il conseguente passaggio da una produzione di elettricità centralizzata a una produzione sempre più decentralizzata e irregolare è necessario garantire nel parco di centrali elettriche adeguate capacità di backup per far fronte alle fluttuazioni della produzione di energia elettrica da energie rinnovabili. In questo ambito la Svizzera vanta un'ottima situazione grazie alle centrali di pompaggio, sia esistenti che pianificate. Promettente è anche il cosiddetto principio del «power to gas»: l'elettricità eccedente prodotta a livello decentralizzato nelle centrali eoliche e negli impianti fotovoltaici viene trasformata in gas (idrogeno, metano). Questo sostituto del gas naturale può essere accumulato facilmente e in grandi quantità nelle reti del gas naturale esistenti, trasportato per brevi e lunghe distanze e utilizzato sia per la produzione di elettricità e calore sia negli apparecchi per il consumo finale disponibili (ad es. riscaldamento a gas) e per i veicoli a gas. Al fine di garantire l'approvvigionamento elettrico, serviranno in particolare impianti di accumulazione dell'energia per compensare il fabbisogno a breve termine e stagionale. Servono attività nella ricerca energetica, un trasferimento nella pratica mediante progetti pilota e di dimostrazione e infine bisogna considerare l'energia accumulata negli altri ambiti di attività (cfr. n. 4.2.10);
- la Strategia energetica tiene conto della necessità di ridisegnare l'interazione fra energia di banda ed energia di picco. Se necessario un numero limitato di centrali a gas a ciclo combinato potrebbe produrre energia elettrica tutto l'anno e contribuire alla stabilità della rete. Gli impianti di cogenerazione decentrati forniscono energia di banda nel semestre invernale, contribuendo a compensare il calo della produzione di energia idroelettrica e fotovoltaica in quel periodo dell'anno (cfr. n. 4.2.7). A ciò si aggiungono le importazioni di energia elettrica, ancora necessarie per compensare temporaneamente il carico della rete. Il maggior fabbisogno invernale, inoltre, diminuirà gradualmente grazie al Programma Edifici, con il conseguente aumento della sicurezza dell'approvvigionamento;
- con le possibili centrali a gas a ciclo combinato e gli impianti di cogenerazione il vettore energetico gas naturale e insieme a questo anche l'infrastruttura per l'approvvigionamento del gas (in particolare reti e impianti di accumulazione) assumeranno un ruolo sempre più importante per l'approvvigionamento energetico svizzero. Poiché il gas naturale viene importato soprattutto dall'Unione europea, il Consiglio federale auspica la partecipazione al meccanismo di crisi del gas dell'UE e l'apertura del «Corridoio sud» dall'area del Mar Caspio verso l'Italia. Questa misura accrescerà la sicurezza dell'approvvigionamento di gas della Svizzera nel lungo periodo. Inoltre il settore del gas sta valutando la realizzazione di grandi centrali di accumulazione di gas in Svizzera. Nella scelta dell'ubicazione delle centrali a gas a ciclo combinato e degli impianti di cogenerazione va tenuto conto anche del fatto che la rete del gas deve essere adeguata al crescente consumo oppure va potenziata di conseguenza. Secondo l'Associazione svizzera

dell'industria del gas ASIG lungo la condotta Transitgas per la produzione di energia elettrica con gas naturale già oggi sono disponibili capacità nell'ordine di grandezza del consumo di due-tre centrali a gas a ciclo combinato (ossia da 1 a 1,5 GW circa);

- dal punto di vista attuale la dipendenza dall'estero per quanto riguarda l'acquisto di vettori energetici fossili si manterrà su livelli elevati, dato che attualmente in Svizzera non sono noti giacimenti sfruttabili di petrolio o giacimenti più estesi di gas. Si ipotizza tuttavia la presenza di significativi giacimenti di gas; attualmente sono in corso diversi progetti di prospezione, anche se la fattibilità tecnica ed economica di uno sfruttamento andrebbe esaminata in modo approfondito. Inoltre in Svizzera bisogna aspettarsi forti opposizioni a livello politico e sociale contro eventuali progetti di sfruttamento di vettori energetici fossili. Da un altro lato in una prospettiva di lungo periodo, grazie alla massima efficacia raggiunta dal Programma Edifici e alle trasformazioni tecnologiche nel traffico privato e quindi al calo del consumo in questi settori, la dipendenza dai vettori energetici fossili si ridurrà sensibilmente. L'obiettivo a lungo termine consiste nella marcata riduzione dell'energia di origine fossile nel settore del riscaldamento e dei trasporti (cfr. n. 2.3.3);
- per quanto riguarda la rete elettrica sono necessari rapidi interventi di potenziamento e trasformazione in direzione delle «smart grid», in particolare nella rete di distribuzione. Inoltre ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico è indispensabile procedere al collegamento con la rete europea. Pertanto il Consiglio federale auspica il collegamento con l'Europa come pure il collegamento della Svizzera alla futura «supergrid» europea, una rete di linee ad alta tensione dalle grandi capacità. In questo modo la Svizzera potrà continuare a svolgere il proprio ruolo di piattaforma per l'interscambio di energia elettrica al centro dell'Europa con importazioni ed esportazioni (cfr. n. 4.2.9).
- le reti di trasporto dell'elettricità giocano un ruolo fondamentale nella sicurezza dell'approvvigionamento: in quanto elemento di collegamento tra produzione e consumo, esse rappresentano un elemento centrale del sistema di approvvigionamento energetico, sia nazionale che internazionale. A livello internazionale il collegamento alla rete europea di interconnessione garantisce un esercizio flessibile del parco nazionale di centrali e permette di reagire prontamente in caso di sospensioni dell'esercizio a livello nazionale (ad es. disattivazione di una centrale nucleare);
- oltre alla rete di trasporto vi sono altri elementi e sistemi estremamente rilevanti ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento (sistemi di controllo, centri di calcolo ecc.). Un'adeguata protezione di questi elementi in base ai rischi costituisce un requisito essenziale per un approvvigionamento energetico efficiente. In questo contesto il Consiglio federale nel giugno 2012 ha approvato una Strategia nazionale per la protezione delle infrastrutture critiche⁴⁸ che deve essere concretizzata a livello settoriale anche nel quadro della Strategia energetica (cfr. art. 8 D-LEne);

- l'aumento della quota di energia eolica e solare influisce in modo particolare sulla sicurezza dell'esercizio della rete. L'irraggiamento solare e il vento costituiscono parametri meteorologici prevedibili con un certo margine di incertezza e il cui andamento previsto assumerà in futuro sempre maggiore importanza per la gestione delle reti elettriche con il previsto sviluppo delle energie rinnovabili. Pertanto nell'ambito del potenziamento e della trasformazione delle reti elettriche è necessario considerare anche una migliore integrazione dei dati meteorologici al fine di ottimizzare l'esercizio della rete;
- non è possibile fare previsioni affidabili sull'evoluzione a lungo termine delle tariffe dell'energia elettrica che in Svizzera sono formate da quattro elementi: corrispettivo per l'utilizzazione della rete, prezzo dell'energia, tributi e prestazioni agli enti pubblici, nonché tasse per la promozione delle energie rinnovabili. Tendenzialmente, i prezzi sono destinati a salire, anche a causa della necessità di effettuare ingenti investimenti nella rete di trasporto e di distribuzione, nonché nell'infrastruttura di produzione. Ciò influisce sulla competitività della piazza economica svizzera. Questo effetto tuttavia verrà mitigato dal fatto che anche l'Europa si troverà di fronte alle stesse sfide: dovrà infatti sostituire diverse centrali poiché molti impianti e reti elettriche sono ormai obsoleti. Nel contempo anche l'Europa svilupperà in modo considerevole le energie rinnovabili;
- la trasformazione del sistema energetico avverrà tenendo conto dei possibili conflitti d'interesse e degli obiettivi di protezione del clima, delle acque e del paesaggio, nonché di pianificazione del territorio, oltre che della suddivisione delle competenze tra Confederazione e Cantoni.

4.4 Monitoraggio

Il DATEC, in collaborazione con il Dipartimento dell'economia, della formazione della ricerca (DEFR) e altri uffici federali svolgerà un dettagliato monitoraggio complessivo in merito all'attuazione del primo pacchetto di misure e della Strategia energetica 2050 e redigerà rapporti periodici circa lo stato di attuazione. In questo contesto verranno indagati i costi e i benefici delle misure e si seguirà l'evoluzione della sicurezza dell'approvvigionamento e dei suoi effetti sull'ambiente. Infine verranno costantemente osservati e resi noti all'Assemblea federale gli sviluppi internazionali delle diverse tecnologie nell'ambito della produzione di energia e di elettricità, compresa l'energia nucleare, nonché del potenziamento e della trasformazione delle reti.

4.5 Rapporto con l'iniziativa parlamentare 12.400

Nel quadro di un'iniziativa parlamentare avviata dalla CAPTE-N (Iv. Pa. 12.400), nella sessione estiva 2013 il Parlamento ha deciso di intensificare la promozione della produzione di elettricità da energie rinnovabili attraverso la remunerazione per l'immissione di elettricità, senza tuttavia gravare ulteriormente sulle aziende con elevato consumo di energia elettrica. L'Iv. Pa. 12.400 propone essenzialmente quattro modifiche della legge sull'energia che, a differenza del presente pacchetto di

misure, dovrebbe entrare in vigore già il 1° gennaio 2014. Il supplemento rete massimo viene aumentato a 1,5 ct./kWh al fine di sbloccare gran parte dei circa 30 000 progetti presenti nella lista d'attesa della remunerazione per l'immissione di elettricità (stato: luglio 2013). Le aziende ad alto consumo di energia elettrica, ossia con costi di elettricità di almeno il 5 per cento del plusvalore lordo, ottengono la restituzione del supplemento, parziale o totale, per non subire uno svantaggio concorrenziale. Viene inoltre sancito per legge il diritto dei produttori al consumo proprio. Infine gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni con potenza inferiore a 10 kW riceveranno una remunerazione unica anziché la remunerazione per l'immissione di elettricità, mentre i gestori di impianti fotovoltaici da 10 kW a 30 kW di potenza possono scegliere tra uno dei due sistemi.

Nel nostro parere in merito all'Iv. Pa. 12.400 ne abbiamo accolto con favore l'orientamento. Pertanto la legge sull'energia rielaborata poggia fondamentalmente sulla modifica decisa dal Parlamento. Conformemente al nostro parere, proponiamo tuttavia di definire un importo massimo del supplemento rete di 2,3 ct./kWh. Inoltre vanno previsti dei contingenti anche per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni che usufruiscono della remunerazione unica, anche per ragioni di parità di trattamento. Proponiamo la regolamentazione di alcuni aspetti non affrontati dall'Iv. Pa. 12.400, come ad esempio la fissazione di una data di riferimento per i nuovi impianti fotovoltaici o la regola secondo cui, prima di avviare i lavori di costruzione, è necessario avere la garanzia della remunerazione unica.

4.6 Diritto comparato e rapporto con il diritto europeo

Con il Trattato di Lisbona l'Unione europea (UE) dispone di una norma sulle competenze in materia di politica energetica (art. 194 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea). Gli obiettivi comprendono la garanzia dell'approvvigionamento energetico, il buon funzionamento del mercato dell'energia, la promozione dell'efficienza energetica e del risparmio di energia, nonché lo sviluppo di nuove fonti energetiche e delle energie rinnovabili. L'UE non prescrive agli Stati membri come definire la propria politica energetica, ad esempio quali vettori energetici utilizzare; tuttavia è orientata verso la creazione di un mercato dell'energia armonizzato e liberalizzato a livello europeo basato su prescrizioni comuni relative ad esempio allo sviluppo del mercato, al commercio internazionale e alla trasparenza. In materia di energie rinnovabili e della loro promozione, l'UE ha emanato una direttiva (direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili⁴⁹); ma riconosce agli Stati membri alcune libertà nella scelta degli strumenti di promozione. Gli Stati utilizzano innumerevoli strumenti che combinano fra loro in modi diversi. La remunerazione garantita per l'immissione di elettricità è uno strumento diffuso: è noto ad esempio il modello tedesco. Anche gli altri Stati confinanti con la Svizzera e la Spagna presentano un sistema basato sulla remunerazione per l'immissione di elettricità. Svezia e Italia invece ricorrono a una regolamentazione delle quote (a cui sono assoggettati a seconda del modello produttori, fornitori o consumatori). In alcuni casi si utilizzano i bandi di gara, ad esempio per gli impianti eolici offshore nei Paesi Bassi e in Danimarca e per la biomassa in Francia. L'UE

⁴⁹ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, GU L 140 del 5 giugno 2009, pag. 16.

assegna agli Stati membri obiettivi o quote per le energie rinnovabili da raggiungere entro il 2020 e la quota delle energie rinnovabili rispetto al consumo finale lordo di tutti gli Stati UE deve essere del 20 per cento fino al 2020. L'UE dispone anche di regole per il conteggio in uno Stato diverso da quello di produzione. Nell'ambito della ricerca l'UE sostiene le energie rinnovabili anche attraverso fondi dell'Unione. Agli Stati membri vengono posti determinati limiti, ad esempio attraverso il divieto di concedere aiuti di Stato o l'obbligo di notifica e di approvazione degli aiuti di Stato che comprende anche gli sgravi fiscali.

In vista di un eventuale accordo sull'energia e l'elettricità con l'UE, la Svizzera deve evitare in particolare l'introduzione di regolamentazioni che risultino incompatibili con quelle dell'Unione europea. Per quanto riguarda le misure proposte in questa sede relative al CO₂ nel settore della mobilità, viene ripreso lo standard dell'UE. Nella legge sull'energia le misure d'incentivazione e di sostegno, nonché i pagamenti compensatori nell'ambito dei sistemi di remunerazione per l'immissione di elettricità, possono risultare rilevanti dal punto di vista del diritto in materia di aiuti. Essenzialmente non devono sorgere su questo aspetto conflitti con il diritto dell'UE. In generale la situazione è delicata nei casi in cui le misure non sono da ricondurre a decisioni di politica energetica o ambientale, bensì di politica economica (attrattività internazionale di una piazza economica e competitività). In particolare nel caso di strumenti legati allo sviluppo delle energie rinnovabili in ultima analisi è la motivazione di politica ambientale ad essere posta in primo piano. In materia di rimborso del supplemento rete ai clienti finali con un elevato consumo, rispetto all'attuale regolamentazione è positivo il fatto che il rimborso abbia un carattere più generale e meno specifico, dato che viene applicato a un maggior numero di imprese. Inoltre con l'obbligo di stipulare convenzioni sugli obiettivi e l'obbligo di investire in misure di efficienza una parte dell'importo del rimborso, ora il rimborso è vincolato anche al soddisfacimento di requisiti in materia di politica ambientale. Gli obiettivi di efficienza per i fornitori di elettricità sono compatibili con quelli dell'UE, dato che l'Unione nella sua direttiva sull'efficienza energetica⁵⁰ invita gli Stati membri a introdurre tali strumenti. La situazione è simile per quanto riguarda la nuova regola nella legge sul CO₂ secondo cui ai gestori degli impianti di cogenerazione viene parzialmente rimborsata la tassa sul CO₂. In linea di principio una regola di questo tipo dovrebbe essere allineata con gli obiettivi dell'UE. In particolare nella direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici⁵¹ gli impianti di cogenerazione sono indicati in modo esplicito come «misure di miglioramento dell'efficienza ammissibili» e la direttiva 2004/8/CE⁵² mira specificatamente a creare adeguate condizioni quadro per un maggior sfruttamento del potenziale degli impianti di cogenerazione negli Stati membri.

⁵⁰ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012

⁵¹ Direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006

⁵² Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2008; in linea di principio confermata con la comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni dell'8 marzo 2011 «Piano di efficienza energetica 2011», COM 2011 109 definitivo, non pubblicato nel Foglio ufficiale.

Interventi che con il messaggio sono tolti dal ruolo

Tipo	N.	Promotore	Titolo
M	05.3683	Lustenberger	Politica energetica: strategia globale per i prossimi 25 anni
P	08.3760	CAPTE-N	Regolamentazione dell'ammontare della remunerazione per le centrali eliotermitiche
P	08.3761	CAPTE-N	Tenere conto dei costi supplementari effettivi derivanti dagli impianti fotovoltaici
M	09.3357	CAPTE-N	Semplificazione delle procedure di certificazione delle piccole unità di produzione di elettricità a partire da fonti rinnovabili
P	10.3708	Bourgeois	Energia idroelettrica. Potenziale di produzione e capacità
P	09.3908	Nussbaumer	Adeguamento del piano d'azione per le energie rinnovabili al modello europeo
P	10.3269	Wehrli	Rete e impianti di pompaggio-turbinaggio
P	11.3115	Gruppo PCD/PEV/glp	Sicurezza delle centrali nucleari svizzere. Riesame della politica energetica
P	11.3224	Leutenegger Filippo	Strategia energetica alternativa
P	11.3348	Wasserfallen	Garantire l'approvvigionamento elettrico in Svizzera
P	11.3422	Gruppo BD	Introduzione di tariffe crescenti per l'impiego di energia e l'utilizzazione della rete
P	11.3435	Darbellay	Evidenziare il potenziale di risparmio legato all'impiego efficiente di elettricità
P	10.3890	CAPTE-N	Ritiro e remunerazione dell'energia elettrica conforme alla legge
P	10.4164	Recordon	Avanzamento delle procedure di interesse pubblico
P	11.3307	Gutzwiller	Strategia energetica alternativa
P	11.3353	Fiala	Sbloccare al più presto la produzione di elettricità dalle energie rinnovabili
M	09.3456	Favre Laurent	Defiscalizzare le entrate della RIC per il consumo privato di energia elettrica
M	11.3338	Rutschmann	Abrogazione del diritto di ricorso delle associazioni per progetti in ambito energetico
M	11.3415	Gruppo BD	Efficienza energetica dell'illuminazione pubblica
M	11.3404	Gruppo liberale radicale	Reti di trasporto. Semplificazione delle procedure di autorizzazione
M	11.3432	Leutenegger Filippo	Sicurezza dell'approvvigionamento nel settore elettrico
M	11.3331	Häberli-Koller	Promuovere i progetti RIC pronti ad essere realizzati
M	11.3345	Killer	Aumentare la produzione di energia nelle centrali idroelettriche svizzere
P	11.3536	Heim	Garantire la competitività e i posti di lavoro nelle industrie ad altro consumo energetico
P	11.3587	Cramer	Risparmi energetici ed energie rinnovabili. Più risorse per la formazione
P	11.3747	Grin	Abbandono del nucleare. Studiare e quantificare le alternative

Tipo	N.	Promotore	Titolo
M	09.4082	Cathomas	Acceleramento delle procedure di autorizzazione per impianti che utilizzano le energie rinnovabili
M	11.3257	Gruppo dei Verdi	Abbandonare il nucleare
M	11.3375	Noser	Smart Metering. Impiego di contatori intelligenti in Svizzera
M	11.3376	Noser	Standard d'efficienza energetica per gli apparecchi elettrici apparecchi elettrici. Elaborare una strategia per i migliori apparecchi in Svizzera
M	11.3398	von Siebenthal	Il potenziale esistente dei vettori energetici indigeni rinnovabili va promosso, non bloccato
M	11.3403	Gruppo liberale radicale	Meno burocrazia e procedure più veloci per la produzione di energia da fonti rinnovabili
M	11.3426	Gruppo BD	Nessuna nuova autorizzazione di massima per la costruzione di centrali nucleari
M	11.3436	Schmidt Roberto	Abbandono graduale dell'energia nucleare
M	11.3518	Büttiker	Le centrali ad accumulazione come colonna portante del futuro approvvigionamento elettrico
M	10.3717	Gruppo liberale radicale	Incentivare il risanamento energetico e la sostituzione di vecchie costruzioni
M	11.3851	Stadler Markus	Aumento dell'obiettivo di potenziamento della produzione nazionale di energia idroelettrica
M	11.3926	Luginbühl	Rilevamento dei potenziali di utilizzo della forza idrica
P	12.3696	Häberli-Koller	Misure intese a ridurre il consumo di energia e le emissioni di CO ₂ degli edifici
P	12.4081	Wasserfallen	Diritto di locazione come ostacolo all'efficienza energetica
M	11.3501	Gruppo liberale radicale	Il riassetto del sistema energetico non deve mettere a rischio i posti di lavoro

5 Commento a singoli articoli

5.1 Legge sull'energia

Con la Strategia energetica 2050 la LEne è sottoposta a una revisione totale. Innumerevoli disposizioni subiscono tuttavia modifiche di lieve entità oppure non vengono modificate, perlomeno sotto il profilo contenutistico. Le modifiche di natura puramente redazionale o che consistono unicamente in un cambiamento dell'ordine del testo o dell'enumerazione vengono illustrate di seguito soltanto per sommi capi.

Capitolo 1: Scopo, obiettivi e principi

Art. 1 Scopo

Il *capoverso 1* dell'articolo 1, secondo il quale la legge intende contribuire a un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico e compatibile con le esigenze della protezione dell'ambiente (e, pertanto, povero di CO₂), rimane invariato. Per contro, rispetto alla legge sull'energia del 1998, il *capoverso 2* si focalizza maggiormente sulle energie rinnovabili e sulla necessità di un incre-

mento della loro produzione, elementi imprescindibili per il graduale abbandono dell'energia nucleare. Emerge in particolare anche l'intenzione della legge di puntare, con gli strumenti in essa previsti, su un maggiore impiego delle energie rinnovabili generate in Svizzera, ovvero sullo sviluppo delle rispettive capacità di produzione del Paese. Quantunque rimanga in linea di principio auspicabile, l'investimento nella produzione di elettricità da energie rinnovabili all'estero non è lo scopo della legge (per quanto riguarda gli obiettivi concreti di produzione e sulla questione della computabilità della produzione estera si veda l'art. 2).

Art. 2 Obiettivi di incremento di produzione per l'elettricità generata a partire da energie rinnovabili

Capoverso 1: con la progressiva diminuzione dell'offerta di elettricità prodotta con la tecnologia nucleare, per la produzione di energia elettrica l'attenzione viene posta sulle energie rinnovabili. Nell'ambito della redazione e dell'aggiornamento delle Prospettive energetiche (cfr. n. 2.1) sono stati calcolati i potenziali di incremento della produzione di energia solare, geotermia, energia eolica e biomassa. Gli obiettivi di sviluppo per il 2035 si fondano sullo scenario *Nuova politica energetica* delle prospettive energetiche. Gli obiettivi a breve termine per il 2020 si orientano invece allo scenario *Misure politiche del Consiglio federale*.

Capoverso 2: dato il suo importante ruolo nella produzione di energia elettrica da energie rinnovabili, è necessario mantenere e sviluppare ulteriormente la forza idrica. Nell'ambito della Strategia energetica 2050 si è proceduto a un rilevamento del potenziale di incremento nella produzione di forza idrica. Gli obiettivi di sviluppo della forza idrica sono derivati da questi risultati, secondo i quali l'incremento netto auspicato entro il 2035 è di 2 TWh annui. L'anno di riferimento per gli obiettivi di incremento è il 2012, con una produzione prevista di 35,4 TWh. Si tratta di un valore medio secondo la statistica degli impianti idroelettrici in Svizzera (SIMI) che livella le oscillazioni annue dovute alle condizioni climatiche o economiche. Per quanto riguarda le centrali di pompaggio, per il raggiungimento degli obiettivi viene considerata solamente la quota prodotta con gli affluenti naturali. In questo valore rientra anche la produzione prevista nelle piccole centrali idroelettriche (con potenza inferiore a 300 kW).

Capoverso 3: gli obiettivi intermedi da definire eventualmente secondo il capoverso 3 vanno intesi come orientamenti generali. Lo stesso dicasi per l'articolo 3 capoverso 3.

Gli obiettivi consentono di verificare facilmente l'evoluzione effettiva. Per gli obiettivi di sviluppo si tratta di obiettivi tecnici basati su studi dei potenziali. Dato che le cifre demografiche non influiscono sul potenziale di sviluppo, contrariamente agli obiettivi in materia di consumo gli obiettivi di sviluppo vengono indicati in valori assoluti e non in valori relativi.

Gli obiettivi sono orientati a misure attuate in Svizzera; l'attuale possibilità di conteggiare l'elettricità prodotta da energie rinnovabili all'estero viene dunque soppressa. Non sono stati fissati obiettivi per la produzione di calore. Il calore è tuttavia considerato implicitamente negli obiettivi in materia di consumo (art. 3).

Va precisato che gli articoli 2 e 3 non sono volti in alcun modo a limitare le competenze cantonali o comunali in questi settori : i Cantoni – e i Comuni, nel quadro delle loro competenze rispettive – possono prevedere i loro propri obiettivi nei loro ambiti.

Art. 3 Obiettivi in materia di consumo

Gli obiettivi in materia di consumo per il 2035 si orientano allo scenario *Nuova politica energetica* delle Prospettive energetiche. Gli obiettivi a breve termine per il 2020 si orientano per contro allo scenario *Misure politiche del Consiglio federale*.

Gli obiettivi pro capite consentono di verificare l'evoluzione effettiva del consumo, in maniera semplice e indipendente dall'evoluzione demografica. Per tale motivo, contrariamente agli obiettivi di sviluppo gli obiettivi in materia di consumo vengono indicati in valori relativi. Per quanto riguarda gli obiettivi intermedi, si rimanda al commento all'articolo 2 capoverso 3.

Art. 4 Adeguamento degli obiettivi

In virtù dell'articolo 61 capoverso 3, il Consiglio federale valuta ogni cinque anni le conseguenze e l'efficacia delle misure previste dalla presente legge e riferisce all'Assemblea federale sui risultati e sul raggiungimento degli obiettivi di cui agli articoli 2 e 3. Se si prospetta che gli obiettivi non possono essere conseguiti, ai sensi dell'articolo 61 capoverso 3 il Consiglio federale propone all'Assemblea federale i provvedimenti supplementari necessari. Ai sensi del *capoverso 1*, se gli obiettivi non possono essere raggiunti nemmeno attraverso queste misure supplementari, il Consiglio federale propone un adeguamento degli obiettivi per il 2035.

Art. 5 Collaborazione con i Cantoni e l'economia

Il coordinamento tra Confederazione e Cantoni in materia di politica energetica costituisce un fattore importante. Per quanto concerne l'economia, finora era necessario rispettare innanzitutto i relativi provvedimenti (volontari); venivano emanate prescrizioni solamente in forma sussidiaria. Questo principio di sussidiarietà viene ora eliminato, in quanto nella nuova politica energetica risulterebbe estraneo al sistema o non necessiterebbe comunque di una base legale.

Art. 6 Principi

La disposizione pone un accento ancora più marcato sulle energie rinnovabili. Rimane invariato il principio di impiego parsimonioso e razionale dell'energia. L'enumerazione dei principi più importanti di cui al capoverso 1 non esclude che si possano considerare anche altri aspetti. Ad esempio, nell'impiego di biomassa va in linea di principio osservato che siano dapprima prodotti generi possibilmente pregiati, come derrate alimentari, materiali da costruzione ecc. I prodotti inferiori e di scarto risultanti devono poi essere impiegati nella maniera migliore dal profilo sia dell'energia che dei materiali.

Il principio di causalità finora stabilito dall'articolo 3 capoverso 3 è ora chiaramente formulato nei principi del D-LEne (*cpv. 1 lett. c*).

Prima di costruire o trasformare un impianto per la produzione di elettricità a combustibili fossili, il *capoverso 2* prescrive una verifica dell'effettiva necessità. Pur essendo in linea con il diritto vigente (art. 6 L'Ene), per il suo carattere di principio la disposizione viene inserita nella norma relativa ai principi e leggermente riformulata al fine di esprimere ancora più chiaramente che le centrali termiche a combustibili fossili possono essere costruite solamente se effettivamente necessarie perché il fabbisogno non può essere soddisfatto mediante le energie rinnovabili. Sono fatte salve da questa norma di principio eventuali altre limitazioni o prescrizioni sulla costruzione e la trasformazione di centrali termiche a combustibili fossili derivanti dal diritto federale o cantonale. In altri termini, la presente disposizione ha un carattere completivo. Essa non ha neppure lo scopo di determinare un'ulteriore procedura di autorizzazione; come già per il diritto vigente, è un requisito supplementare per l'autorizzazione alla costruzione o trasformazione di una centrale termica a combustibili fossili che l'autorità cantonale preposta è tenuta a verificare nel quadro della procedura di autorizzazione (solitamente la procedura in materia di permesso di costruzione).

Il *capoverso 3* intende sottolineare l'importanza del principio di proporzionalità, che va sempre considerato. Pur ispirandosi al diritto vigente (art. 3 cpv. 4 L'Ene), esso viene leggermente esteso. Descrive ora in maniera generale come debbano essere impostate le misure e le prescrizioni basate sulla L'Ene. Indicando, in maniera non specifica, «esigenze» oltre alle misure ordinate nei singoli casi, la norma diviene un'istruzione generale che dovrà essere osservata, segnatamente, anche per l'emanazione di disposizioni d'applicazione. L'enumerazione esplicita di singoli criteri da osservare non deve, tuttavia, escludere l'osservanza di altri elementi; così, benché non citati nella legge, vanno sempre rispettati gli standard di diritto ambientale.

Capitolo 2: Approvvigionamento energetico

Sezione 1: Disposizioni generali

Art. 7 Nozione di approvvigionamento energetico e competenze

L'attuale norma (art. 4) che definisce l'approvvigionamento energetico e lo dichiara un compito del settore energetico è mantenuta senza modifiche materiali.

Art. 8 Linee direttrici per l'approvvigionamento energetico

La norma viene ripresa dal diritto vigente (art. 5 L'Ene) nella sua quasi integralità.

Vi sono novità solamente nel capoverso 1, che nel concetto di sicurezza dell'approvvigionamento introduce espressamente anche la dimensione temporale; per essere sicuro, l'approvvigionamento energetico presuppone *in ogni momento* un'offerta di energia sufficiente.

Viene anche introdotta la nozione di protezione da avarie (dovute ad es. a catastrofi naturali, sabotaggi, attacchi terroristici o informatici) delle infrastrutture critiche, compresa la relativa tecnica di informazione e comunicazione (TIC) quale premessa per garantire un approvvigionamento energetico sicuro.

Le infrastrutture critiche sono quelle infrastrutture che garantiscono la disponibilità di beni e servizi essenziali per la popolazione, l'economia e lo Stato. Vi rientrano, fra gli altri, l'approvvigionamento di elettricità, petrolio e gas naturale. Si tratta di processi, organizzazioni, prodotti, servizi, impianti e installazioni tecnici e architettonici fondamentali che, singolarmente o in rete, sono essenziali per il funzionamento sicuro, affidabile e performante dell'approvvigionamento energetico in Svizzera. La protezione delle infrastrutture critiche comprende misure atte a ridurre le probabilità di una perturbazione, un'avaria o una distruzione e/o la portata dei danni rispettivamente il tempo di inattività.

La protezione delle TIC comprende misure di protezione dell'integrità e della disponibilità dei sistemi TIC e di protezione della confidenzialità, integrità, disponibilità e tracciabilità dei dati custoditi, elaborati e trasmessi da questi sistemi.

Art. 9 Sicurezza dell'approvvigionamento energetico

La norma vigente (art. 6a LEnE), orientata ai rischi per l'approvvigionamento di energia elettrica, viene generalizzata in una disposizione sull'approvvigionamento energetico in generale. Laddove si tratta unicamente di energia elettrica, l'articolo 9 LAEl prevede una serie di misure più concrete.

Attraverso questa generalizzazione si intende contemplare in maniera particolare anche l'approvvigionamento di gas naturale. Con il possibile aumento della quota di centrali a gas a ciclo combinato e di impianti di cogenerazione nella produzione di elettricità svizzera, l'approvvigionamento sicuro di gas naturale guadagna di importanza. Inoltre, data la crescente immissione decentralizzata di energia elettrica, viene fatto esplicitamente riferimento alla capacità della rete e di stoccaggio.

L'adeguatezza dell'ubicazione di cui al *capoverso 3* esplicita la necessità sia di tenere in debita considerazione le esigenze di protezione della natura, del paesaggio, dei beni culturali o simili, sia di scegliere un'ubicazione appropriata sotto il profilo energetico – tale, ad esempio, da consentire di utilizzare al meglio il calore prodotto, per esempio per la vicinanza a fruitori di calore.

Art. 10 Garanzia di origine, contabilità dell'elettricità ed etichettatura

L'*articolo 10* definisce – ai fini della trasparenza e dell'informazione dei consumatori finali – l'obbligo di attestare l'elettricità per una sua contabilizzazione e l'etichettatura della provenienza, introducendo nella legge una norma che riflette una situazione già attualmente raggiunta.

La garanzia di origine ha, fra gli altri, lo scopo di creare trasparenza in merito alla quantità di elettricità prodotta in un determinato lasso di tempo. Si tratta di attestare i vettori energetici impiegati (tipo di produzione; ad es. se l'elettricità proviene da centrali nucleari o da fonti rinnovabili). Il *capoverso 2* descrive un'altra funzione della garanzia di origine: la negoziabilità della valenza di determinati tipi di elettricità. Essa rappresenta, dunque, una sorta di titolo di credito. È, infatti, frequente la negoziazione del cosiddetto plusvalore ecologico dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Chi acquista una garanzia di origine può etichettare con il marchio di qualità indicato nella garanzia di origine la quantità di elettricità indicata nella garanzia di origine acquisita, senza essere tenuto a fornire ai clienti finali effettivamente quell'elettricità. Già oggi, dunque, i consumatori finali ricevono di fatto «elettricità grigia». Pagandola di più, essi remunerano il plusvalore ecologico rimes-

so al sistema di garanzie di origine, finanziando in tal modo la produzione più costosa. Si giustifica, dunque, che le aziende di approvvigionamento energetico dichiarino l'elettricità come proveniente «da fonti rinnovabili» laddove dispongono di garanzie di origine in misura di tale fornitura.

Non è ammessa, per contro, la negoziazione delle garanzie di origine di elettricità prodotta da impianti che aderiscono al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. Il plusvalore ecologico da esse garantito non spetta né al gestore dell'impianto, né al gestore di rete, ma a tutti i consumatori finali, che in ultima analisi (co)finanziano gli impianti attraverso il supplemento rete (art. 37). Non è attualmente bloccato il commercio di garanzie di origine dell'elettricità prodotta da impianti che hanno beneficiato di contributi d'investimento ai sensi del capitolo 5, ad esempio remunerazioni uniche; è quanto si evince indirettamente dal capoverso 2.

I *capoversi 3 e 4* sanciscono l'obbligo di tenere una contabilità dell'elettricità e di informare i consumatori finali (etichettatura).

Capoverso 5: per ragioni di proporzionalità, dagli obblighi di cui all'articolo 10 devono anche essere possibili deroghe, ad esempio per impianti di piccole dimensioni o gruppi elettrogeni d'emergenza. Gli standard dell'etichettatura e della garanzia di origine possono evolvere, segnatamente all'interno dell'Unione Europea. Il Consiglio federale riceve, dunque, la facoltà di emanare altre prescrizioni per ulteriori ambiti, come il biogas, fra l'altro per tenere il passo con la citata evoluzione. Può disciplinare anche altri dettagli riguardanti la garanzia di origine, ad es. l'autenticità o la sicurezza da falsificazioni.

La competenza per l'intero settore di cui all'articolo 10 è demandata all'UFE (cfr. art. 69 D-LEne) il quale, in particolare, assume dalla società nazionale di rete la funzione di emittente delle garanzie di origine. Il sistema di garanzia di origine è finanziato mediante emolumenti. Sarà eventualmente necessario regolare in sede di ordinanza l'addebito di questi costi.

Sezione 2: Pianificazione del territorio e sviluppo delle energie rinnovabili

Art. 11 Progetto di sviluppo delle energie rinnovabili

Alcuni Cantoni hanno già introdotto le energie rinnovabili nella loro pianificazione del territorio e proceduto all'esclusione di zone. Secondo la concezione di cui all'articolo 11, in futuro tutti i Cantoni dovranno provvedervi. Questo tipo di rilevamento si propone di introdurre uno standard uniforme ed allargare la visione all'intero territorio nazionale. La Confederazione appoggia i Cantoni rivolgendo, segnatamente, un'attenzione particolare a questi obiettivi. Dall'ottica attuale, una pianificazione negli ambiti forza idrica e forza eolica appare prioritaria. Altre tecnologie possono seguire in un secondo tempo.

Il progetto è una pianificazione dei Cantoni. Essi lo elaborano congiuntamente, preferibilmente in più stadi. La collaborazione è necessaria a livello di visione generale (obiettivi di sviluppo), metodologia, uniformità, coordinamento e congiunzione. Proprio per soddisfare questa esigenza, anche la Confederazione partecipa all'elaborazione del progetto (art. 11). I Cantoni godono di un'ampia libertà di organizzazione (sia delle loro attività specifiche, sia delle collaborazioni). Possono,

ad esempio, designare autonomamente gli enti preposti alle singole fasi di lavoro. La LEné non ha l'intento di emanare prescrizioni in tal senso.

L'obiettivo del progetto consiste nella possibilità di aumentare notevolmente il ricorso ad energie rinnovabili, segnatamente ai sensi degli obiettivi di incremento della produzione (art. 2), conseguenza fra le altre cose dell'abbandono dell'energia nucleare. Una pianificazione di ampio respiro e che permetta di trovare dei compromessi contempla altresì la possibilità di escludere determinati territori dall'impiego delle energie rinnovabili (pianificazione negativa). Interessi opposti allo sfruttamento sono principalmente la protezione della natura e del paesaggio. Altre esigenze di protezione riguardano ad esempio i boschi, la migrazione degli uccelli o il rispetto di esigenze vincolanti della navigazione aerea. Gli interessi opposti non devono riguardare, per forza, interessi di protezione, ma possono anche riguardare altri interessi di sfruttamento. Possono sorgere, ad esempio, conflitti tra impianti energetici e salvaguardia di superfici coltivabili o superfici ad uso agricolo. Inoltre, quando un territorio è considerato «adatto» può scaturire un bisogno di ampliamento della rete (lett. b) che può essere rilevante dal profilo sia del territorio, sia del paesaggio. Nonostante tutti questi punti di vista, il principio della pianificazione non deve consistere in particolare nel tenere liberi dei territori, quanto piuttosto nel destinare determinati territori all'impiego delle energie rinnovabili. Ecco perché al *capoverso 3* si auspica di sfruttare in modo appropriato i potenziali esistenti.

Un importante risultato della pianificazione e parte del progetto è una carta (*cpv. 4*) che rappresenta sommariamente i territori aleatori, ovvero con una visione territoriale più ampia e non per parcelle. Le carte devono essere specifiche alle tecnologie, non generiche, e sono commentate con del testo.

Il progetto non è una concezione ai sensi dell'articolo 13 LPT, essendo quest'ultima uno strumento della Confederazione (per adempiere ai suoi compiti di incidenza territoriale). Già oggi, con il nome di progetto esistono differenti pianificazioni nate dalla collaborazione tra Confederazione e Cantoni. Questo è il punto di giunzione con il progetto proposto.

Il *capoverso 5* esige che il progetto debba essere sottoposto al Consiglio federale per l'approvazione; con ciò si intende, ovviamente, il progetto in una forma finale. I Cantoni dovranno definire – insieme alla Confederazione – le modalità concrete di perfezionamento, rispettivamente di approvazione. Per l'approvazione del progetto presentato il Consiglio federale dovrà considerare, in particolare, se consente di raggiungere gli obiettivi di incremento.

Il progetto ha l'impatto seguente: è vincolante per Confederazione e Cantoni nella misura in cui essi devono tenerne conto (a tutti i livelli) nell'adempimento dei propri compiti d'incidenza territoriale (*cpv. 6*). Il Consiglio federale, dal canto suo, deve tenerne conto nell'approvazione dei piani direttori cantonali (art. 13 *cpv. 3*).

Il *capoverso 7* definisce un principio di validità generale secondo il quale le pianificazioni non sono mai immutabili. Pur avendo validità sul medio termine, il progetto di cui all'articolo 11 può in linea di massima essere rivisto.

Art. 12 Compiti della Confederazione

La Confederazione porta soprattutto la visione globale svizzera. Sostiene quindi i Cantoni nelle attività di base usuali per ogni pianificazione del territorio, fornendo ad esempio basi metodologiche; per la loro elaborazione può, a sua volta, mettere a

frutto le conoscenze già acquisite da taluni Cantoni. È anche importante che il progetto e, soprattutto, le rappresentazioni dei Cantoni seguano uno standard uniforme. A tal proposito, così come a livello di coordinamento, segnatamente nel riunire i risultati parziali elaborati dai Cantoni, la Confederazione assume un'importante funzione ausiliaria. Oltre a ciò la Confederazione – una volta realizzati i primi lavori di base – deve poter emanare all'attenzione dei Cantoni, o limitatamente ad alcuni di essi, prescrizioni minime, nel senso di dimensioni orientative, intese ad attribuire un obiettivo di sviluppo in un certo qual modo concreto.

Capoverso 2: la Confederazione è rappresentata in primis dal DATEC, al quale appartengono i principali servizi interessati (ARE, UFE e UFAM). Altri dipartimenti vanno adeguatamente coinvolti per quanto interessati dal progetto, in particolare il Dipartimento federale dell'interno (DFI).

Il *capoverso 3* prevede una competenza sussidiaria della Confederazione, che dopo tre anni può assumere la guida della pianificazione laddove i Cantoni, responsabili (congiuntamente) in prima istanza, non siano giunti a un risultato indispensabile per uno sviluppo rapido e tangibile delle energie rinnovabili. La Confederazione può assumere la guida anche ove sussista un disegno idoneo, ma la concretizzazione fallisca perché singoli attori la bloccano.

Art. 13 Piani direttori dei Cantoni e piani di utilizzazione

Se progetti concreti devono avere maggiori possibilità di realizzazione grazie alle disposizioni in materia di pianificazione del territorio, e se la procedura di autorizzazione deve essere più breve possibile, occorre più delle designazioni generiche di ubicazioni conseguite tramite il progetto. Sono, piuttosto, necessarie disposizioni vincolanti derivanti dai mezzi classici di pianificazione territoriale, soprattutto la pianificazione direttrice.

I Cantoni devono, pertanto, procedere all'esclusione di territori anche nei piani direttori. Solo in questo modo le disposizioni divengono vincolanti, nel caso specifico vincolanti per le autorità. L'articolo 13 stabilisce quest'obbligo, da un canto allineandosi al progetto, che funge da base, dall'altro richiamando l'articolo 8b LPT proposto, che annovera nel contenuto del piano direttore anche le energie rinnovabili. In questo punto l'articolo 13 funge, per così dire, da disposizione «cardine» tra LEn e LPT. Il progetto rappresenta la base per i piani direttori secondo il principio «Comply or explain». I Cantoni possono derogare dal progetto, ma devono avere dei motivi validi. Hanno, dunque, una certa libertà d'azione e non sono tenuti ad applicare o assumere il progetto alla lettera. È ipotizzabile, ad esempio, che nel piano direttore vengano inserite zone sostitutive. Inoltre, i Cantoni non devono essere costretti a procrastinare le attività dei loro piani direttori a causa dell'elaborazione del progetto. È però importante che non inseriscano nei piani definizioni in contrasto con gli obiettivi di sviluppo o che ne rendano illusorio il raggiungimento.

Proprio per gli impianti eolici occorre sovente un piano di utilizzazione. In questo e in altri casi simili, la disposizione del piano direttore non è sufficiente; ai sensi del *capoverso 2*, in questi casi l'ente pubblico interessato deve emanare anche il necessario piano di utilizzazione (speciale).

I Cantoni e, ove necessario, anche i Comuni sono tenuti ad attuare rapidamente le disposizioni dei piani direttori e dei piani di utilizzazione.

Se un progetto concreto deve attraversare la procedura di autorizzazione (alla costruzione), le disposizioni in materia di pianificazione del territorio offrono basi più solide. Ciò nonostante, nella procedura di autorizzazione l'ubicazione potrà essere messa in discussione. Le autorità competenti per l'autorizzazione e i tribunali dovranno tener conto del fatto che dal punto di vista della pianificazione del territorio determinate ubicazioni, anche in vista della nuova politica energetica e dei relativi obiettivi di sviluppo, sono collocate in territori esclusi dall'impiego e, dunque, si è presa una decisione dettata fondamentalmente dall'utilizzazione. Nell'esercitare la facoltà di apprezzamento, l'idoneità di un'ubicazione appurata a livello pianificatorio dovrebbe deporre a favore di un progetto. Non per questo un progetto va già approvato; ovviamente, occorre valutare anche tutti gli altri aspetti rilevanti, come il rispetto delle relative norme in materia di protezione ambientale, delle acque o delle foreste.

Art. 14 Interesse nazionale all'impiego di energie rinnovabili

L'*articolo 14* dichiara di interesse nazionale l'utilizzazione delle energie rinnovabili. Il *capoverso 1* ascrive questo interesse in maniera generale, esprimendo con ciò l'interesse del compito. I *capoversi 2–5* si riferiscono, invece, a singoli impianti di produzione ai quali va assegnato questo statuto.

Nelle procedure di autorizzazione gli impianti per la produzione di energia hanno sempre avuto difficoltà ad affermarsi dinanzi ad altri interessi, in particolare quelli di oggetti inseriti nelle cosiddette zone IFP (IFP: Inventario federale dei paesaggi, siti e monumenti naturali d'importanza nazionale). Questi oggetti coprono nel complesso un quinto circa della superficie della Svizzera e, in linea di principio, ai sensi dell'art. 6 della legge del 1° luglio 1966 sulla protezione della natura e del paesaggio (LPN, RS 451) vanno conservati intatti o, in ogni caso, salvaguardati per quanto possibile. È possibile valutare una deroga al principio secondo il quale gli oggetti d'importanza nazionale devono essere conservati intatti solamente se anche il progetto energetico concreto può essere considerato di interesse equivalente o superiore (di interesse nazionale). Anche in caso di conflitto con interessi non derivanti dall'LPN ma correlati, ad esempio, alla protezione di zone golenali e riserve di uccelli, al rispetto di esigenze vincolanti della navigazione aerea (civile e militare) o alla protezione di biotopi o foreste, la pratica inerente all'autorizzazione di un progetto energetico vuole che quest'ultimo sia di elevata importanza. Talvolta l'interesse all'utilizzazione dell'energia deve perfino rivestire un'importanza nazionale affinché un impianto possa in linea di massima ottenere un'autorizzazione.

Gli impianti per la produzione di energia con lo statuto di «interesse nazionale» vanno rafforzati nei confronti di tutti gli interessi contrari. Ai fini della ponderazione degli interessi, da effettuarsi allorché va statuito in merito a un progetto energetico concreto, tale progetto deve partire con basi migliori rispetto ad oggi, rispettivamente la ponderazione degli interessi deve essere resa possibile. Nei confronti di esigenze di protezione o di utilizzazione di interesse nazionale, i progetti energetici con il relativo statuto vanno elevati ad una posizione equivalente. Non v'è spazio di manovra per l'impiego di energie – e, in linea di principio, non sussiste alcuna equivalenza degli interessi – nelle paludi e nei paesaggi palustri protetti in maniera assoluta dalla Costituzione federale.

Con la nuova politica energetica, che fra le altre cose poggia su un forte sviluppo delle energie rinnovabili, in linea di principio gli impianti di produzione di elettricità

– così come le centrali di pompaggio, che svolgono un’importante funzione per le energie rinnovabili – devono poter essere realizzati sempre più spesso anche in aree IFP. Ciò non significa dare carta bianca alla costruzione di impianti per la produzione di energia in zone protette, che però non devono nemmeno essere inviolabili. In tal senso, l’articolo 14, che ora stabilisce per legge un interesse nazionale, mira piuttosto a spostare l’accento a favore delle energie rinnovabili.

Il *capoverso 3* enumera – in maniera non esaustiva – i casi in cui nell’ambito della ponderazione degli interessi trova applicazione lo statuto di «interesse nazionale». Si tratta di ogni possibile misura edilizia, in particolare l’ampliamento o il rinnovamento di centrali esistenti. Con «concessioni» non si intende solamente il rilascio della prima concessione, ma anche il rinnovo di una concessione o il rilascio di una concessione supplementare.

Dato che il *capoverso 2* rimanda in maniera specifica ed esemplare all’articolo 6 LPN, per questo caso – ovvero un conflitto con un oggetto IFP – il *capoverso 3* indica esplicitamente quale debba essere la posizione di partenza per la ponderazione degli interessi: con riferimento al contenuto dell’articolo 6 capoverso 2 LPN, esso stabilisce che si possa prendere in considerazione una deroga al principio secondo il quale un oggetto dev’essere conservato intatto nelle condizioni stabilite nell’inventario. Ovviamente, ciò non cambia nulla al principio secondo cui per ogni singolo caso si debba decidere a quale esigenza dare la priorità – protezione o utilizzazione – tenendo conto di tutte le condizioni.

La posizione ascritta alle energie rinnovabili dall’articolo 14 vale naturalmente e tanto più per le zone sottoposte a una tutela di altro tipo, ma meno incisiva della protezione LPN, come gli oggetti inseriti in un inventario cantonale. Ciò non significa, tuttavia, che le esigenze energetiche avranno sempre e automaticamente la precedenza sugli oggetti protetti dai Cantoni. Gli impianti per la produzione di energia dovranno, piuttosto, avere la stessa situazione di partenza per la ponderazione degli interessi di quelli previsti in un IFP. Sarebbe dunque errato giungere alla conclusione, fondandosi sull’articolo 14, che in aree IFP sia impossibile costruire impianti che siano sotto la soglia stabilita di grandezza e importanza. Se si auspica complessivamente uno spostamento dell’accento (a favore dell’impiego dell’energia), gli impianti sotto la soglia non dovranno avere uno statuto peggiore di oggi, ma dovranno almeno conservare la posizione attuale. In altri termini, dovranno poter essere realizzati ove l’intervento sia minimo o non tanga gli obiettivi di protezione. Anche per tutti questi casi vale il principio per cui la decisione va sempre presa considerando tutte le condizioni specifiche del caso.

Capoversi 4 e 5: il Consiglio federale definirà più precisamente, in sede di ordinanza, la necessaria grandezza e importanza. Potrà indicare con valori numerici la grandezza, per la quale sono determinanti i criteri di potenza e produzione. Gli altri criteri che determinano la rilevanza di un impianto (capacità di accumulo, copertura dei picchi di potenza, quota di produzione invernale ecc.) non sono invece facilmente stimabili. In particolare per i nuovi impianti occorre tenere conto in ultima analisi anche del fabbisogno di sviluppo della rete (altro terreno edificato e costi delle nuove linee).

Art. 15 Riconoscimento dell’interesse nazionale in altri casi

Secondo il D-LEne gli impianti possono essere suddivisi in tre categorie. In primo luogo gli impianti con lo statuto di interesse nazionale ai sensi dell’articolo 14. In

secondo luogo gli impianti sotto questa soglia per i quali la situazione di partenza per la ponderazione degli interessi – come illustrato dall’articolo 14 – dovrà conservare la posizione attuale e, dunque, non dovrà peggiorare. L’articolo 15 inserisce fra questi due casi una terza categoria, per i pochi impianti che pur non raggiungendo la soglia di cui all’articolo 14 ottengono comunque lo statuto di interesse nazionale.

In virtù dell’*articolo 15* il Consiglio federale non emana valori soglia generali- astratti, ma conferisce a un determinato impianto lo statuto di «interesse nazionale» mediante decreto. Questa facoltà è di competenza del Consiglio federale poiché ad esso spetta la compilazione degli inventari federali degli oggetti d’importanza nazionale (art. 5 LPN). Ovviamente, l’articolo 15 va applicato solo in casi eccezionali. L’approvazione del Cantone di ubicazione è richiesta affinché i gestori non siano gli unici ad avere la facoltà di decidere quali progetti sottoporre al Consiglio federale. Ciò assicura una certa garanzia di qualità, e il numero di domande dovrebbe così rimanere entro limiti ragionevoli. L’approvazione da parte del Cantone è, inoltre, un indice dell’accettazione locale del progetto.

È ipotizzabile un riconoscimento dello statuto, ad esempio, allorché per uno dei criteri rilevanti un impianto non raggiunge la soglia definita dall’ordinanza ma, nell’insieme, va considerato grande e importante. L’articolo 15 potrebbe essere applicato per analogia anche ai casi o alle tecnologie per i quali il Consiglio federale non ha (ancora) definito nell’ordinanza la necessaria grandezza e importanza.

Art. 16 Procedura di autorizzazione e termine per le perizie

Le commissioni LPN, prima fra tutte la Commissione federale per la protezione della natura e del paesaggio (CFNP), svolgono perizie in merito a progetti di vario genere. Attualmente le perizie hanno talvolta ritardi anche notevoli, non da ultimo per la mancanza di personale. Con la definizione di un termine per le commissioni LPN, ma anche per gli altri servizi (cpv. 2), si punta ad abbreviare le procedure. L’autorità cantonale/comunale competente per il rilascio delle autorizzazioni esorterà al rilascio della perizia per competenza direttiva procedurale, ovviamente soltanto quando la documentazione necessaria alla procedura sarà completa. Se occorre un sopralluogo, prima di definire un termine sarà opportuno attendere che quest’ultimo sia stato eseguito. Non si dovrà tuttavia procrastinare eccessivamente il sopralluogo al solo scopo di posticipare il decorso del termine.

Nella maggior parte dei casi le autorizzazioni per la costruzione degli impianti di produzione vengono rilasciate dai Cantoni e dai Comuni. Questa situazione deve essere mantenuta e d’altronde, conformemente alla Costituzione federale, non sarebbe possibile fare altrimenti. Esistono tuttavia anche autorizzazioni rilasciate dalla Confederazione, in particolare autorizzazioni di polizia necessarie per ragioni di sicurezza. Molto più numerosi sono i pareri delle autorità federali. Per coordinare tutti questi pareri e procedure di autorizzazione dovrà essere possibile designare un’unità amministrativa con funzione di *sportello unico* (cpv. 3). L’intento non è quello di creare un nuovo servizio, ma di assegnare il compito agli uffici e alle unità esistenti. Non rientrano in questo coordinamento le perizie delle commissioni LPN, alle quali le autorità cantonali competenti per il rilascio delle autorizzazioni si rivolgono direttamente conformemente al capoverso 2.

Capitolo 3: Immissione di energia di rete e consumo proprio

Art. 17 Obbligo di ritiro e di remunerazione

L'articolo 17 prevede l'obbligo di ritiro e di remunerazione da parte dei gestori di rete per determinati tipi di energia di rete. Come già definito dal diritto vigente, articolo 7 dell'attuale legge sull'energia, la norma persegue in primo luogo un minimo livellamento tra la posizione regolarmente svantaggiata dei produttori con una produzione proporzionalmente contenuta e le aziende di approvvigionamento elettrico. Con ciò si auspica soprattutto un miglioramento delle condizioni quadro per la produzione di energie rinnovabili. Per l'elettricità che desiderano vendere, i produttori in questione devono disporre in tutti i casi di un acquirente che paghi loro un prezzo adeguato. L'articolo 17 rappresenta un'ingerenza nella libertà contrattuale nella misura in cui da un canto obbliga le aziende di approvvigionamento elettrico ad acquistare l'energia offerta e dall'altro prescrive principi per il prezzo d'acquisto, rispettivamente la remunerazione. Per il resto, le parti rimangono libere, nel quadro dell'ordinamento giuridico, di perfezionare il rapporto contrattuale come meglio intendono. L'articolo 17 dovrebbe, nondimeno, trovare applicazione solo in via sussidiaria, ovvero allorché le parti non trovano un accordo sui punti in questione (cfr. cpv. 3); se riescono ad accordarsi su una remunerazione, per la sua definizione non sono legati alle regole dell'articolo 17.

Al di fuori del campo d'applicazione dell'articolo 17 i produttori sono, in definitiva, tenuti a cercare da sé un acquirente sul libero mercato per l'elettricità offerta e a contrattare autonomamente la remunerazione, senza doversi appellare alla presente garanzia minima.

Va sottolineato, per chiarezza, che il presente articolo LEné non si esprime in merito ad aspetti quali il raccordo o l'accesso alla rete: il raccordo alla rete e l'accesso alla rete ricadono sotto le disposizioni della LAEl e della legge del 4 ottobre 1963 sugli impianti di trasporto in condotta (LITC, RS 746.1). Con il termine «ritiro» non si intende qui l'utilizzazione fisica della rete, bensì l'accettazione di una determinata quantità di elettricità in qualità di acquirente. In questo senso va anche compreso il termine «gestore di rete»: nell'industria elettrica le imprese di approvvigionamento elettrico sono tenute ad assicurare l'indipendenza della gestione della rete e a separare almeno dal profilo contabile i settori della rete di distribuzione dagli altri settori d'attività (art. 10 LAEl). Il gestore di rete è qui inteso nella sua funzione di fornitore di energia in un determinato comprensorio, e non nella sua funzione di gestore di rete.

In quest'ottica va anche interpretato lo stralcio di parte dell'articolo 7 LEné, secondo il quale la garanzia di ritiro e di remunerazione è data se l'elettricità viene offerta in una forma appropriata per la rete. La questione di quale sia la forma in cui l'elettricità debba essere fornita affinché i gestori di rete siano tenuti a ritirarla (fisicamente) e quali altri aspetti occorra considerare prima o durante l'immissione fisica di elettricità nella rete, è desumibile in primo luogo dalla LAEl e dalla LITC. In tal senso lo stralcio è di natura puramente formale e non ricalca una modifica di tipo materiale.

Il *capoverso 1* regola l'obbligo di ritiro e di remunerazione dei gestori di rete. Il D-LEné si ispira, qui, alla terminologia vigente della legge sull'energia e anche della LAEl ma intende, come già illustrato, il gestore di rete nella sua funzione di fornitore di energia. La garanzia di ritiro e di remunerazione è limitata in primo luogo

all'energia meritevole di promozione, segnatamente l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e il biogas. La garanzia di ritiro e di remunerazione si propone altresì di promuovere l'elettricità generata da impianti di cogenerazione forza-calore alimentati totalmente o parzialmente con vettori energetici fossili (impianti di cogenerazione), giacché potendo pilotare la loro produzione essi sono importanti per soddisfare le punte di consumo di elettricità e le lacune di produzione. Al di là del settore di produzione tramite impianti di cogenerazione, contrariamente al diritto vigente, l'obbligo di ritiro e di remunerazione non si applica all'elettricità prodotta da fonti fossili (petrolio e gas naturale) né tanto meno alle energie fossili. Non ricade più nel campo d'applicazione dell'articolo 17 nemmeno l'energia sotto forma di calore. Contrariamente alle reti di elettricità, le reti di calore hanno strutture molto peculiari, e l'immissione da una fonte di calore supplementare in una rete di calore esistente è tecnicamente molto impegnativa. Per tale motivo, una garanzia generalizzata di ritiro e di remunerazione non si addice al calore.

L'obbligo di ritiro e di remunerazione è applicabile se sono soddisfatti gli eventuali requisiti minimi, segnatamente di natura ecologica ed energetica, definiti dal Consiglio federale. In tal modo i principi enunciati agli articoli 1 e 6 possono trovare attuazione in sede di ordinanza, garantendo una produzione di energia efficiente e rispettosa dell'ambiente. È ipotizzabile, ad esempio, un obbligo di impiegare integralmente il calore in caso di produzione di elettricità da impianti termici alimentati con combustibili fossili, finora l'unica condizione esplicita di ritiro prevista dalla legge, oppure l'esclusione dall'obbligo di ritiro dell'elettricità prodotta da olio di palma.

Ai sensi del *capoverso* 2, per l'elettricità l'obbligo di ritiro e di remunerazione si applica inoltre soltanto se essa proviene da impianti con una potenza massima di 3 MW o con una produzione annua massima, dedotto un eventuale consumo proprio, di 5000 MWh. È il caso di impianti che hanno una potenza superiore a 3 MW, ma una quota elevata di consumo in loco, per cui soltanto una quota relativamente ridotta di energia viene venduta dai gestori. Alle attuali condizioni del mercato, ciò corrisponde nel caso massimo ad una produzione di elettricità del valore approssimativo di 250 000 franchi. A partire da questo limite i produttori non devono più ricorrere alla protezione mediante una garanzia di ritiro e di prezzi minimi, dato che la potenza maggiore offre loro sufficienti opportunità di ritiro sul mercato. L'onere amministrativo e i costi di transazione per la ricerca di un acquirente e per l'attuazione della vendita sono in tal caso trascurabili, mentre tale disposizione può essere eventualmente vantaggiosa per i piccoli fornitori, in caso di condizioni di mercato poco propizie, soltanto se essi beneficiano anche di un premio d'immissione.

Limitando la garanzia di ritiro e remunerazione ai gestori che offrono poca elettricità si persegue anche il mantenimento e la promozione della concorrenza e lo sviluppo di innovazioni – che si tratti di tecnica o di modelli di remunerazione – per gli impianti con un grosso volume di vendite: in futuro i gestori di impianti che producono molta elettricità e altresì la vendono dovranno viepiù orientare la loro produzione alla domanda effettiva e alle esigenze di un esercizio sicuro della rete; la garanzia di ritiro e remunerazione non creerebbe alcun incentivo in tal senso.

Il *capoverso* 3 enuncia la citata sussidiarietà della norma, che va applicata allorché le parti non riescono a trovare un accordo sulla remunerazione; per questo caso specifico viene prescritto un quadro legale atto a garantire una remunerazione appropriata.

Ai sensi della *lettera a*, la remunerazione di elettricità prodotta a partire da energie rinnovabili – inclusa l'elettricità proveniente da impianti di cogenerazione alimentati totalmente con vettori energetici rinnovabili – si fonda sui prezzi del mercato finale. Oltre che della domanda e dell'offerta di elettricità (valenza dell'elettricità), le tariffe tengono adeguatamente conto anche delle caratteristiche dei rispettivi tipi di produzione. La ponderazione di questi elementi comporta, di regola, la necessità di fissare prezzi differenti per periodi differenti (ad es. differenziazione tra giorno e notte; diversificazione di orari giornalieri; differenze stagionali). L'importo, il numero e la suddivisione dei livelli tariffali vanno sempre definiti in modo tale che la remunerazione risulti, nel complesso, adeguata per il rispettivo tipo di produzione. In tal modo, per i tipi di produzione facilmente pilotabile un numero maggiore di livelli tariffali dovrebbe essere di incentivo ad una gestione lungimirante della produzione, e sarebbe quindi giustificato, mentre per altri tipi di produzione si dovrebbe evitare una tariffazione eccessivamente orientata all'evoluzione della domanda e dell'offerta. Se sussistono più livelli tariffali, la remunerazione è fissata ogni volta per un anno in maniera differenziata per i periodi di fornitura. Essa va comunicata al produttore con congruo anticipo. La definizione e comunicazione anticipata della remunerazione è importante, in particolare, per i gestori di impianti che non possono tutelarsi dalle variazioni del prezzo di mercato, o possono farlo soltanto a fronte di un onere amministrativo eccessivo.

La regolamentazione di cui alla *lettera a* si ispira ampiamente alla pratica già diffusa sul mercato dell'elettricità: i gestori di rete comunicano regolarmente l'importo della remunerazione, in anticipo e per un anno, oppure stipulano con i produttori contratti di fornitura pluriennali e la remunerazione ha regolarmente un importo differente per periodi differenti (di regola si differenzia almeno una tariffa diurna e una tariffa notturna). Simili contratti di fornitura futura di elettricità vengono negoziati sul mercato finale, motivo per cui alla *lettera a* la remunerazione deve orientarsi, in caso di controversia, ai prezzi di questo mercato.

Rispetto alla remunerazione di cui alla *lettera b* va osservato che la remunerazione ai sensi della *lettera a* – anche se nel singolo caso può essere opportuna una tariffazione relativamente fine per *periodi* di tempo – non è differenziata per *momenti* specifici, come i prezzi sul mercato spot. Per questa particolarità, come anche per il fatto che i prezzi sono noti con largo anticipo – mentre i prezzi di cui alla *lettera b* sono noti soltanto la vigilia della prevista fornitura – la remunerazione ai sensi della *lettera a* offre ai produttori maggiore sicurezza e pianificabilità e, a fronte di una produzione pilotata consapevolmente in base all'importo della remunerazione, è anche più semplice da gestire.

Lettera b: gli impianti di cogenerazione alimentati totalmente o parzialmente con vettori energetici fossili possono pilotare ampiamente la loro produzione e reagire quindi alle fluttuazioni del fabbisogno e dei prezzi, traendone vantaggio. Nel quadro della Strategia energetica 2050, gli impianti di cogenerazione devono – come visto – giocare in primo luogo un ruolo complementare contribuendo a colmare le punte di domanda e le lacune di produzione. Per tale motivo, nel quadro dell'obbligo di ritiro e di remunerazione la remunerazione dell'elettricità prodotta da impianti di cogenerazione alimentati totalmente o parzialmente con vettori energetici fossili si orienta al prezzo di mercato al momento dell'immissione. Ciò garantisce l'immissione da parte di questi impianti quando per loro è più vantaggioso a fronte del costo del combustibile e della remunerazione, il che è solitamente il caso nei periodi di maggiore domanda. Il prezzo effettivo dell'elettricità al momento dell'immissione si

basa sui prezzi del mercato spot definiti il giorno prima (Day-ahead market), ovvero i prezzi ai quali l'elettricità per il rispettivo periodo è negoziata il giorno prima della fornitura.

Lettera c: il biogas non ha un mercato altrettanto liquido come l'elettricità. Per tale motivo, in caso di controversia non ci si può orientare a un prezzo di mercato. Anche in questo caso, però, l'acquirente deve pagare un prezzo congruo. Per definire questo prezzo va calcolato, nel singolo caso, il prezzo che il gestore di rete dovrebbe pagare in caso di acquisto presso terzi.

Il *capoverso 4* chiarisce la relazione dell'articolo 17 con altri strumenti del progetto. Se i produttori che ricadono nel campo d'applicazione dell'articolo 17 hanno usufruito di una remunerazione unica secondo l'articolo 29 o di un contributo agli investimenti secondo l'articolo 30 o 31, ciò non influisce sull'applicabilità della garanzia di ritiro e di remunerazione. I contributi di cui al capitolo 5 rappresentano pagamenti iniziali che non influenzano l'esercizio successivo, ma sono un aiuto iniziale inteso a facilitare l'avvio dell'esercizio normale. La situazione è diversa per i produttori che partecipano al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, ai quali si applicano le regole particolari del capitolo 4 e che in nessun caso possono appellarsi alla garanzia di ritiro e di remunerazione ai sensi dell'articolo 17.

Art. 18 Consumo proprio

Di per sé l'*articolo 18 capoverso 1* sancisce un'ovvietà: i gestori degli impianti sono liberi di scegliere quale quota dell'energia di produzione propria desiderano vendere e quanta energia consumare direttamente (cosiddetto consumo proprio). Questo assioma risulta, non da ultimo, dal principio di diritto privato dell'autonomia contrattuale strettamente connesso con la garanzia di libertà economica sancita dalla Costituzione. Ciò significa che, sul fronte opposto, al contratto debba partecipare un acquirente dell'energia offerta altrettanto libero. In virtù dell'articolo 17, tuttavia, a determinate condizioni quest'ultimo è soggetto a un obbligo di ritiro e remunerazione che limita tale libertà (contrattuale). Ai sensi del *capoverso 2*, tutti i gestori di impianti possono beneficiare indistintamente della possibilità del consumo proprio, anche coloro che si appellano all'articolo 17 e coloro che partecipano ad un sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (art. 19), o che hanno usufruito di una remunerazione unica (art. 29) o di un contributo d'investimento (art. 30 e 31).

Questa regolamentazione corrisponde, materialmente, agli articoli 7 *capoverso 2^{bis}* e 7a *capoverso 4^{bis}* LENE decretati dall'Assemblea federale il 21 giugno 2013, per i quali il termine di referendum non è tuttavia ancora scaduto. A dare adito ad una citazione esplicita del diritto al consumo proprio è stata la pratica di taluni gestori di rete e aziende di approvvigionamento energetico (nel caso dell'elettricità) che, de facto, obbliga in parte i gestori degli impianti a vendere tutta l'elettricità che producono; i gestori di rete conteggiano e remunerano come immessa tutta l'elettricità prodotta, anche quella che non viene fisicamente immessa nella rete (di distribuzione), ma è consumata nel luogo di produzione. Inversamente, questo metodo di conteggio ha come conseguenza che l'intero consumo – inclusa la quota autoprodotta direttamente consumata – viene considerato come ritirato dalla rete e fatturato. Il gestore dell'impianto è messo, di fatto, nella condizione di dovere in parte vendere la sua elettricità che poi deve riacquistare, di regola a un prezzo maggiorato e comprensivo del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Chi non lo desidera, non deve esserne costretto. All'opposto, ci possono comunque essere situazioni per le

quali è più ragionevole e semplice vendere tutta l'energia prodotta. Di conseguenza, ogni gestore di impianto deve rimanere libero di rinunciare al diritto al consumo proprio e concordare con il gestore di rete (in qualità di acquirente) una soluzione diversa nel quadro delle negoziazioni contrattuali.

In merito alle conseguenze sulla distribuzione dei costi di rete in un comprensorio cfr. le considerazioni in merito alle modifiche della LAEL.

Capitolo 4: Rimunerazione per l'immissione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili (Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità)

Art. 19 Partecipazione al sistema di remunerazione per l'immissione
di elettricità

La regolamentazione sulla remunerazione per l'immissione di elettricità per gestori che producono elettricità a partire da energie rinnovabili è in vigore dal 2009. Con il D-LEne la norma subisce alcune importanti modifiche, fra le quali una limitazione della cerchia dei gestori che possono parteciparvi. Sono ammessi solamente gli impianti effettivamente nuovi (messa in esercizio dal 1° gennaio 2013), non più quelli ampliati o rinnovati in maniera considerevole, che finora venivano equiparati agli impianti nuovi. Per quanto attiene ai tipi di impianto, in futuro saranno esclusi dal sistema segnatamente gli impianti fotovoltaici con una potenza inferiore a 10 kW e taluni impianti a biomassa (come gli impianti d'incenerimento dei rifiuti) (cpv. 5). Per le centrali idroelettriche vige ancora il limite superiore di 10 MW, ed anche un nuovo limite inferiore di 300 kW, tuttavia non assoluto (cpv. 6). Le principali eccezioni sono – dato l'impatto praticamente nullo dal profilo ecologico – quelle già menzionate nella legge, ovvero le centrali idroelettriche collegate con impianti di approvvigionamento di acqua potabile e di smaltimento delle acque di scarico. Il Consiglio federale deve poter prevedere altre eccezioni in sede di ordinanza. Per gli impianti ubicati in sezioni di corsi d'acqua già sfruttate vanno intese le centrali ad acqua di dotazione e in canali di scarico. Sono possibili anche altre eccezioni – se non ne conseguono ulteriori interventi in corsi d'acqua naturali – per impianti con una produzione di elettricità a carattere accessorio in un sistema chiuso (centrali ad acque d'irrigazione, centrali collegate ad impianti d'innevamento, sfruttamento di acque di galleria per la produzione di elettricità).

I gestori che ricevono già una remunerazione o ai quali la remunerazione è stata almeno garantita (decisione positiva) rimangono nel sistema. Per loro le nuove limitazioni all'autorizzazione a partecipare al sistema non hanno validità. Le limitazioni interessano, invece, gli impianti solamente in lista d'attesa (cfr. art. 74).

Per taluni impianti i cui gestori non possono più partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità il capitolo 5 prevede contributi d'investimento, come una remunerazione unica per impianti fotovoltaici (art. 29) così come un contributo d'investimento per centrali idroelettriche e per certuni impianti a biomassa (art. 30 e 31). I gestori di impianti fotovoltaici con una potenza tra 10 kW e 30 kW possono scegliere se partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (cpv. 4).

Capoverso 7: il Consiglio federale deve disciplinare parecchi dettagli, come la durata della remunerazione, che non deve essere la stessa per tutte le tecnologie. In futuro non dovranno più esserci remunerazioni della durata di 20 o più anni (come all'introduzione della remunerazione nel 2009). Nell'ambito della definizione della durata delle remunerazioni il Consiglio federale può anche prevedere che essa inizi a decorrere quando un gestore mette in esercizio un impianto ancora in lista d'attesa. Ciò consente di evitare trascinalenti. Il gestore non riceve ancora la remunerazione per l'immissione di elettricità, ma il periodo decorre già. Per i gestori che entreranno a far parte del sistema mediante aggiudicazione nell'ambito di aste (art. 25 segg.) la durata della remunerazione potrà essere più breve di quella definita dal Consiglio federale.

Il Consiglio federale dovrà dunque fissare requisiti minimi. Oltre alle esigenze minime di carattere energetico, sono pensabili anche esigenze minime di tipo ecologico, ad es. inerenti al bilancio ecologico complessivo delle colture energetiche (olio di palma, soia, mais ecc.). La competenza di imporre requisiti minimi include anche la decisione di regolamentare le conseguenze in caso di inosservanza. Quale conseguenza ultima di violazioni vi sarà l'annullamento del diritto alla remunerazione (lett. d). In particolare relazione con la commercializzazione diretta (art. 21), potrebbe crescere l'esigenza dei gestori di abbandonare il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità o di abbandonarlo temporaneamente e aderirvi nuovamente in un secondo tempo («switching»). A tale proposito il Consiglio federale dovrà disciplinare le modalità (scadenze ecc.) e le conseguenze (lett. e). Lo switching non dovrà essere possibile arbitrariamente, non da ultimo a causa dell'onere connesso all'attuazione.

Infine, saranno necessarie regole in merito alle procedure di redistribuzione contabile dell'elettricità immessa tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. Esiste già un sistema consolidato nel quale i gruppi di bilancio sono gli attori principali e fungono da unità di misura e di conteggio. Nella commercializzazione diretta e nella remunerazione al prezzo di mercato di riferimento (art. 24), nel caso classico i gruppi di bilancio sono anche i debitori del pagamento; per taluni casi l'obbligo di pagamento dovrà però essere applicato anche ai gestori di rete. La coppia di termini «ritiro e remunerazione» viene utilizzata come all'articolo 17. Nel sistema di cui all'articolo 24 i produttori dipendono non solo da un ritiro fisico, ma anche dal fatto che la loro elettricità sia ritirata e remunerata in maniera «economica». Nella commercializzazione diretta ogni aspetto è ora di competenza diretta dei gestori.

Art. 20 Partecipazione parziale

L'*articolo 20* pone le basi per un'altra eccezione al principio dell'immissione integrale (tramite il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità): il cosiddetto «splitting». Con lo splitting, soltanto parte della produzione confluisce nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, mentre la rimanente produzione è venduta sul mercato libero. Lo splitting rende però complicata e onerosa l'attuazione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. Pertanto non dovrebbe essere possibile a qualsiasi condizione, quasi *à la carte*, ma soltanto laddove vi sia un rapporto accettabile tra vantaggi e onere (per il sistema).

Lo splitting sarà pertanto possibile soltanto nei casi e con le premesse previsti a tal fine dal Consiglio federale. È ipotizzabile, ad esempio, che sia consentito soltanto

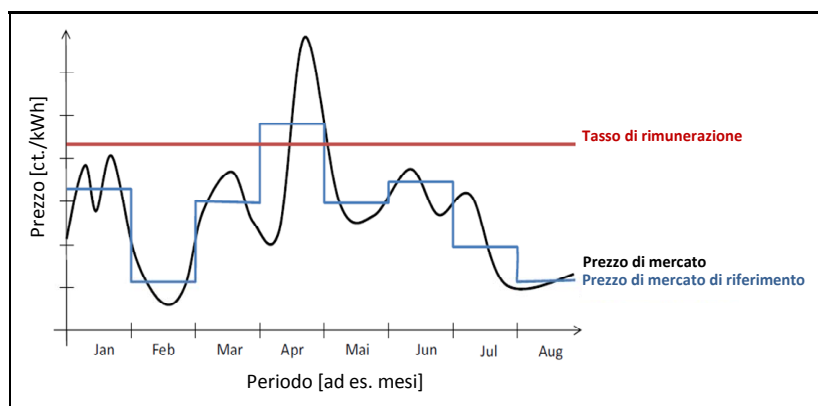
per determinati tipi di impianti che abbiano dimensioni minime, che una parte non trascurabile della produzione rientri nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità e che si pongano dei limiti alla flessibilità temporale per modifiche/cambiamenti. Non sarà possibile nessuno splitting «incontrollato» prima che il Consiglio federale abbia emanato delle prescrizioni. Dalla legge non può quindi essere dedotto nessun diritto allo splitting.

Art. 21 Commercializzazione diretta

Per i gestori che partecipano al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità la commercializzazione diretta diviene lo standard. Essi sono responsabili della vendita della loro elettricità e devono trovare autonomamente un acquirente disposto a ritirarla alle condizioni più vantaggiose. Non beneficiano, dunque, delle regole di ritiro e remunerazione dell'articolo 17 (art. 17 cpv. 5). Per il plusvalore ecologico dell'elettricità ricevono, per contro, un premio d'immissione risultante dalla differenza tra il tasso di remunerazione («strike price») determinante per il rispettivo tipo d'impianto (art. 23) e il cosiddetto prezzo di mercato di riferimento (art. 23). Il premio d'immissione è finanziato tramite il supplemento rete (art. 37).

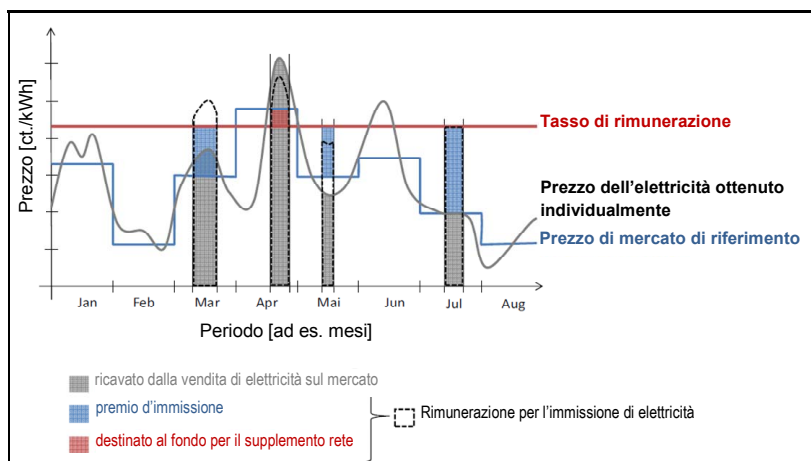
Grafico 9

Struttura dei prezzi



Il prezzo di mercato di riferimento viene calcolato in base al tipo d'impianto per un periodo definito (art. 23 cpv. 1). Dato che da un periodo definito all'altro esso può cambiare, anche il premio d'immissione varia di conseguenza, ovvero da un periodo definito all'altro e quasi a scalare. All'interno di un periodo definito il premio d'immissione invece non varia, dato che per sua natura anche il prezzo di mercato di riferimento rimane invariato.

Struttura della remunerazione (illustrata sulla base di periodi di immissione tipici)



Se il produttore realizza sul mercato libero un ricavato superiore al prezzo di mercato di riferimento, ad esempio perché immette la sua elettricità nel momento in cui la domanda è forte, egli può trattenere la parte eccedente traendo, dunque, un vantaggio rispetto alla precedente remunerazione per l'immissione di elettricità. La possibilità di realizzare un guadagno supplementare deve incentivarlo a pilotare i periodi di produzione – adattandoli al gioco della domanda e dell'offerta – e la relativa immissione. L'opportunità di trarre beneficio da questo incentivo è data ad es. anche dall'accumulazione di elettricità nei periodi con prezzi bassi (in centrali di accumulazione già esistenti o da realizzare). Gli impianti privi di accumulatori possono, eventualmente, essere costruiti e gestiti in modo tale da produrre di più nei periodi in cui i prezzi sono più alti (ad es. orientamento est-ovest degli impianti fotovoltaici).

Dato che il premio d'immissione varia da un periodo definito all'altro, il produttore è assicurato sul lungo termine contro le oscillazioni dei prezzi, ma a breve termine rimane esposto al mercato – con i relativi rischi e opportunità. Agli acquirenti dell'elettricità commercializzata direttamente non vengono poste condizioni in merito alla remunerazione, un aspetto insito nel sistema stesso di commercializzazione diretta. A questo livello (sul mercato libero) dovranno essere creati differenti modelli di remunerazione.

Capoverso 4: se il ricavato ottenuto sul mercato è superiore al prezzo di mercato di riferimento, il produttore può trattenere la parte eccedente (proprio in ciò consiste l'incentivo). Ma se il prezzo di mercato di riferimento è superiore al tasso di remunerazione, per il rispettivo periodo definito il produttore deve cedere la parte eccedente al fondo per il supplemento rete (art. 39).

Art. 22 Tasso di remunerazione

Capoversi 1 e 2: il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità prevede un tasso fisso per l'intero periodo definito. La remunerazione ai sensi della LEn mirava a una copertura dei costi (da qui remunerazione *a copertura dei costi* per l'immissione di elettricità, RIC), benché l'obiettivo non fosse quello di coprire i costi nel singolo caso. I tassi di remunerazione andavano piuttosto orientati ad impianti di riferimento tecnicamente efficienti ed economici sul lungo periodo.

In futuro non si dovrà più necessariamente raggiungere la copertura dei costi (per impianti di riferimento). Come regola generale non si dovrà scendere sotto l'80 per cento dei costi di produzione.

Capoverso 3: il tasso di remunerazione può essere fissato in tre modi. Il caso classico è la definizione da parte del Consiglio federale in sede di ordinanza (cpv. 1 e 2). La definizione può altresì avvenire attraverso aste (lett. a) o, eccezionalmente, nel singolo caso, da parte dell'UFE (lett. b). La definizione nel singolo caso si giustifica solamente per grandi impianti talmente specifici da essere difficilmente categorizzabili (come impianti di riferimento). Il Consiglio federale circoscriverà questi casi; in particolare definirà le tecnologie di generazione, categorie e classi di prestazione per le quali è ammessa una definizione nel singolo caso e se il tasso di remunerazione può essere maggiorato – e se sì, di quanto. Nella definizione nel singolo caso potrebbero ricadere, ad esempio, le centrali solari termiche. Eccezion fatta per i casi designati dal Consiglio federale, non sussiste alcun diritto ad una definizione nel singolo caso; esso non è direttamente desumibile dalla legge.

Come già previsto nel diritto vigente, i tassi di remunerazione devono poter essere adattati – per gli impianti che aderiscono al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, rispettivamente per i loro gestori (cpv. 4 lett. c). La remunerazione pluriennale deve orientarsi ai costi al momento della messa in esercizio. In primo piano vi sono adeguamenti mirati, praticamente ad hoc, basati su nuovi calcoli; per questi ultimi va tenuto conto segnatamente dei costi del capitale (WACC, Weighted Average Cost of Capital). In alternativa il Consiglio federale può anche prevedere una riduzione automatica dei tassi di remunerazione (per i nuovi impianti che aderiscono al sistema), così che per le nuove aliquote non si debbano modificare regolarmente anche le ordinanze.

Da questi adeguamenti vanno distinti quelli eccezionali applicabili, come già previsto nel diritto vigente, ai gestori che già partecipano al sistema (lett. d). Se per un determinato tipo di impianto l'impianto di riferimento segna guadagni o perdite eccessivi, un adeguamento deve poter essere possibile. Esso sarà applicabile a tutti i gestori di impianti assegnati al rispettivo impianto di riferimento. Come già per il diritto vigente, vi potranno essere altre deroghe al principio secondo cui il tasso di remunerazione di un impianto rimane invariato (cpv. 3). Ai sensi dell'attuale normativa d'attuazione, il tasso di remunerazione varia, in parte, in base alla prestazione equivalente; la forza eolica è pertanto soggetta a un particolare meccanismo di adeguamento. Il Consiglio federale dovrà approfondire queste particolarità in sede di ordinanza e, ove necessario, introdurre delle nuove.

Art. 23 Prezzo di mercato di riferimento

Ai sensi del *capoverso 1* il prezzo di mercato di riferimento è dato da un prezzo di mercato riconosciuto (ad es. Swissix) su un determinato lasso di tempo (ad es. un

mese). Il calcolo avviene in base alla tecnologia, rispettivamente al tipo di impianto (cpv. 2), per quanto sia possibile considerare anche altri fattori – per esempio il profilo di andamento giornaliero del fotovoltaico.

Art. 24 Rimunerazione al prezzo di mercato di riferimento

Allo standard della commercializzazione diretta devono potervi essere anche eccezioni. Per i produttori di impianti di piccole dimensioni o di impianti senza alcun potenziale di pilotaggio la vendita autonoma sul mercato libero causa un onere sproporzionato. Per tale motivo, questi gestori devono poter fare eccezione alla commercializzazione diretta e beneficiare di una garanzia sul prezzo di mercato di riferimento. A quest'ultimo va aggiunto il premio d'immissione per il plusvalore ecologico. La remunerazione così risultante assicura loro una posizione equivalente ai gestori al beneficio della remunerazione tradizionale (ai sensi dell'attuale LEné). A medio-lungo termine, tuttavia, al sistema della commercializzazione diretta dovrà partecipare un numero viepiù crescente di tipi di impianto. La possibilità di definire un limite di tempo (cpv. 4) per la garanzia sul prezzo di mercato di riferimento deve consentire di mitigare il passaggio al mercato libero.

I gestori di impianti che ricevono già una remunerazione non sottostanno alla commercializzazione diretta (art. 74 cpv. 5). Anch'essi beneficiano di una garanzia sul prezzo di mercato di riferimento, per lo meno per un periodo transitorio sufficientemente lungo.

Art. 25 Aste

Capoverso 1: il nuovo regime delle aste è parte integrante del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. Una differenza fondamentale rispetto al sistema nella sua forma tradizionale è che il tasso di remunerazione viene definito attraverso un'asta. Non vigono dunque i tassi di remunerazione prescritti dall'ordinanza.

Una volta che il Consiglio federale ha deciso per un determinato tipo di impianto il passaggio di regime verso le aste, il cambiamento è definitivo nel senso che per questo tipo di impianto non vi è nessun ritorno al sistema convenzionale. Il carattere definitivo del cambiamento intende garantire la necessaria stabilità del sistema ed evitare incertezze dovute a ripetuti cambi di regime. Inoltre, i progettisti potrebbero ad esempio speculare sul regime e il periodo a loro più congeniali e rimandare gli investimenti. Un continuo passaggio e una complessa convivenza di impianti nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità secondo le regole convenzionali o le aste complicherebbero ulteriormente il sistema, rendendolo altresì più soggetto all'errore, soprattutto nell'esecuzione. Aumenterebbero così anche i costi di attuazione.

Il *capoverso 2* riguarda i criteri di aggiudicazione. Il criterio principale o primario è il «prezzo», ovvero il tasso di remunerazione offerto. Più questo è basso, meglio è. Fin tanto che le offerte con il tasso migliore non superano il volume messo a concorso, quale criterio vale soprattutto il prezzo. Sussidiariamente, ad esempio quando ci sono troppe offerte con il miglior tasso di remunerazione o laddove la realizzazione di un progetto non è ancora sufficientemente matura o appare improbabile, verrebbero considerati anche altri criteri (lett. a–c). Il Consiglio federale definirà le modalità esatte di aggiudicazione e potrà così concretizzare le priorità dei criteri. Non sono veri e propri criteri di aggiudicazione la compatibilità ambientale e l'ubicazione

appropriata, aspetti comunque da tenere in considerazione; l'ubicazione appropriata come requisito per la partecipazione (art. 19 cpv. 3), gli aspetti ecologici tramite il diritto ambientale e (in via sussidiaria) le esigenze minime (art. 19 cpv. 7 lett. c).

Come definito al *capoverso 3*, attraverso l'asta si aderisce direttamente al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità – anziché tramite l'abituale procedura di notificazione. Per il resto vigono le normali disposizioni sul sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, anche il diritto d'esecuzione. Ad esempio, l'impianto deve essere nuovo, le esigenze minime vanno soddisfatte.

Art. 26 Procedura di messa all'asta

Una volta che un tipo di impianto ha aderito al regime delle aste, spetta all'UFE predisporre le singole sessioni d'asta, modalità incluse. L'UFE definisce anche il volume e le condizioni per la validità di un'offerta. Le sessioni d'asta costituiscono il quadro temporale delle aste concrete, anch'esse organizzate dall'UFE. In seguito l'UFE raccoglie tutte le offerte giunte per tempo e valide e le ordina in base ai criteri determinanti. Infine assegna le aggiudicazioni alle offerte meglio piazzate, sommandole fino a raggiungere l'importo complessivo della gara. Chi non trova posto in questo contingente della gara non ottiene nessuna aggiudicazione – per la quale non sussiste peraltro alcuna pretesa giuridica.

Con la decisione di aggiudicazione le condizioni concrete vengono definite in maniera vincolante, in primo luogo la garanzia per il produttore di poter vendere nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità la quantità assicurata, al prezzo o al tasso di remunerazione definito nell'asta. Chi ha aderito al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità mediante aggiudicazione può uscirne nuovamente e muoversi sul mercato libero, ma la riadesione è esclusa.

Capoverso 4: oltre al cambiamento di regime per tipo di impianto il Consiglio federale dovrà emanare anche disposizioni esecutive effettive. Nel regime delle aste rientra ad esempio il meccanismo di definizione dei prezzi. Il Consiglio federale potrebbe introdurre ad es. una cosiddetta procedura del prezzo offerto, ove l'offerente ottiene esattamente il tasso di remunerazione che aveva offerto (pay as bid). Oppure, per tutti quelli considerati in una sessione d'asta (uniform pricing) si potrebbe applicare l'«ultimo» prezzo offerto ad aver trovato posto nel contingente della gara (cut-off price). All'interno della sessione d'asta tutti otterrebbero dunque lo stesso tasso di remunerazione, a prescindere dalla propria offerta. In questo modo, fra quelli considerati nessuno otterrebbe un tasso inferiore a quello offerto; chi ha fatto un'offerta superiore non otterrebbe e non si aggiudicherebbe nulla. Il Consiglio federale può prevedere entrambi i meccanismi, consentendo in tal modo la massima flessibilità per la successiva attuazione. Nelle disposizioni esecutive rientra anche una tassa per l'onere sostenuto in caso di offerte non serie o abusive/sleali. Un'offerta non è seria in particolare quando l'attendibilità o la qualità sono tali da mettere in dubbio l'idoneità per la gara. E un'offerta è abusiva o sleale ad esempio quando è proposta con l'intenzione di falsare il risultato della vendita all'asta o di dissuadere altri dal parteciparvi, mediante una manipolazione del prezzo o della quantità.

Art. 27 Mancato raggiungimento degli obiettivi di produzione e sanzioni

L'*articolo 27* è l'ultimo dei tre articoli sulle aste. La sanzione di cui all'*articolo 27* è motivata da ragioni materiali – contrariamente alla tassa per l'onere sostenuto (art. 26 cpv. 4 lett. b), volta in particolare a consentire una procedura regolare e che dovrebbe avere un certo effetto dissuasivo. La sanzione ai sensi dell'*articolo 27* si propone di compensare, anche se fino a un massimo del dieci per cento, l'eventuale «lacuna» di nuovi impianti e la mancata considerazione di altri concorrenti causate dalla mancata produzione dell'aggiudicatario. Dato che le sanzioni mirano ad evitare (in maniera preventiva) lacune nello sviluppo calcolato sulla base delle offerte per il sistema, sarà possibile una compensazione; il Consiglio federale dovrà disciplinarne le modalità (art. 27 cpv. 4). Al fine di verificare se occorre infliggere una sanzione, l'UFE ha la possibilità di prendere provvedimenti d'inchiesta (cfr. ad es. l'art. 42 della legge sui cartelli, LCart, RS 251).

Capitolo 5: Contributo d'investimento per gli impianti fotovoltaici, le centrali idroelettriche e gli impianti a biomassa

Art. 28 Condizioni generali e modalità di versamento

Per taluni tipi d'impianto con i quali i gestori non possono più partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (cfr. art. 19) esistono ora aiuti agli investimenti. Se per le centrali idroelettriche il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità ammette ancora solo impianti nuovi, nel caso di ampliamenti o rinnovamenti considerevoli è possibile solo un contributo d'investimento. Così come nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, anche per il contributo d'investimento alle centrali idroelettriche sono applicabili la soglia minima di 300 kW e, altresì, le medesime eccezioni (cpv. 2).

I contributi d'investimento sono finanziati tramite il supplemento rete.

I gestori di impianti fotovoltaici ricevono il contributo d'investimento sotto forma di versamento unico (rimunerazione unica). Per i gestori di centrali idroelettriche e impianti a biomassa il Consiglio federale dovrà definire le modalità di versamento del contributo d'investimento. Laddove i contributi sono considerevoli, può essere opportuno un versamento scaglionato, anche per ripartire l'onere sull'arco di più anni. È ipotizzabile, in particolare per il contributo d'investimento a centrali idroelettriche, che una parte del contributo venga versato soltanto una volta ultimato il progetto. In caso di versamento scaglionato non saranno esigibili interessi. Nel quadro del capitolo 5 non sussiste, peraltro, nessun diritto generale ad interessi, nemmeno nel caso in cui un gestore debba attendere per un certo tempo la remunerazione unica per il suo impianto fotovoltaico di piccole dimensioni.

La remunerazione unica è a disposizione degli impianti con una potenza inferiore a 30 kW. Per gli impianti con una potenza inferiore a 10 kW la remunerazione unica è l'unica possibilità. I gestori di impianti fotovoltaici con una potenza uguale o superiore a 10 kW e inferiore a 30 kW possono scegliere se partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità o chiedere una remunerazione unica (art. 19 cpv. 4).

Art. 29 Rimunerazione unica per impianti fotovoltaici

La remunerazione unica per impianti fotovoltaici di piccole dimensioni ammonta al massimo al 30 per cento dei costi d'investimento degli impianti di riferimento determinanti al momento della messa in esercizio.

Art. 30 Contributo d'investimento per centrali idroelettriche

Diversamente dagli articoli 29 e 31, per il contributo d'investimento per centrali idroelettriche non è previsto nessun importo massimo di legge, che però il Consiglio federale provvederà, opportunamente, a fissare in sede di ordinanza. Si può presumere che possa raggiungere il 60 per cento dei costi d'investimento, ma non sia di regola superiore. Il Consiglio federale dovrà inoltre disciplinare i criteri in base ai quali l'ampliamento o il rinnovamento di un impianto è da ritenersi considerevole (art. 33 cpv. 1 lett. d). Tali criteri possono concernere sia gli investimenti, sia l'aumento della produzione, o entrambi potrebbero essere ammessi parallelamente.

Date, in particolare, le dimensioni e le peculiarità degli impianti si impone una valutazione del singolo caso. Il raggio d'azione dell'UFE competente sarà tuttavia limitato, poiché il Consiglio federale stabilirà prescrizioni inerenti ai criteri di calcolo ed – essendo possibile una certa categorizzazione – agli importi. Per ampliamenti o rinnovamenti limitati dovrà poter essere possibile fissare gli importi in base al principio dell'impianto di riferimento, eventualmente più appropriato, non da ultimo in considerazione dell'onere per l'UFE.

Art. 31 Contributo d'investimento per impianti a biomassa

Non per tutti gli impianti aderenti al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (art. 19 cpv. 5 lett. c–e) è possibile chiedere un contributo d'investimento, bensì soltanto per i tipi d'impianto di cui all'articolo 28 capoverso 1 lettera c.

Art. 32 Inizio dei lavori

La regola di cui all'*articolo 32* sull'inizio dei lavori si rifà a un principio del diritto in materia di sussidi statali. Dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 30 o 31 ci si attende che conoscano il principio e la regola dell'articolo 32, dato che gestiscono simili impianti non in qualità di privati, ma di professionisti del settore.

Art. 33 Condizioni e ulteriori dettagli

Conformemente all'*articolo 33* il Consiglio federale deve disciplinare parecchi dettagli per i tre tipi di contributi d'investimento. Per i singoli tipi d'impianto può emanare prescrizioni di vario genere. La disposizione facoltativa di cui al *capoverso 3* gli consente di definire determinate disposizioni d'applicazione non solo in maniera generale, ma anche per singoli tipi di impianto.

Occorre imperativamente regolare gli importi dei contributi d'investimento (rimunerazione unica e contributi d'investimento ai sensi dell'art. 30 o 31). A causa dell'evoluzione dei prezzi, soprattutto nel settore del fotovoltaico, potrebbe essere necessario adattare gli importi. Il *capoverso 2* è volto a impedire il versamento di una remunerazione unica o di un contributo d'investimento ai sensi dell'articolo 30 o 31 allorché il calo dei prezzi consente un esercizio remunerativo dell'impianto anche senza sussidio.

Capoverso 3: il Consiglio federale può dunque definire, in particolare, esigenze minime che possono – ma non devono – essere le stesse previste dal sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. La lettera b solleva la questione degli impianti non idonei all'esercizio che non vanno sostenuti, tale l'installazione di un impianto fotovoltaico d'occasione destinato a guastarsi in breve tempo. Nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità è possibile tenere conto di simili manchevolezze per il fatto che la remunerazione viene versata progressivamente. I contributi d'investimento, soprattutto la remunerazione unica, non dispongono di un meccanismo del genere. Per tale motivo devono essere possibili restituzioni (parziali). La restituzione è la conseguenza estrema, o più severa, che il Consiglio federale può ordinare allorché le esigenze poste all'esercizio e al funzionamento dell'impianto, o anche le esigenze minime (lett. a), non vengono rispettate.

Il Consiglio federale può definire un limite inferiore per la remunerazione unica al fine di escludere i casi bagatella (lett. d). La definizione di importi massimi (lett. e) concerne segnatamente i contributi d'investimento ai sensi dell'articolo 30 e 31, dato che possono essere anche considerevoli. Infine, il Consiglio federale deve poter definire un «periodo di carenza» (lett. g). Non viene, in linea di principio, esclusa la possibilità che il gestore riceva più contributi per l'ampliamento o il rinnovamento dello stesso impianto. Ma non deve essere possibile chiedere continuamente contributi a intervalli di tempo ravvicinati.

Capitolo 6: **Bandi di gara, garanzie per la geotermia e indennizzo per le centrali idroelettriche**

Art. 34 Bandi di gara per misure di efficienza energetica

Essendo finanziati attraverso il supplemento rete e rientrando essenzialmente nell'impiego razionale e parsimonioso dell'energia elettrica, i bandi di gara per misure efficienti sotto il profilo energetico vengono sistematicamente ricollocati rispetto al diritto vigente (art. 7a LEnE). Anche i progetti per la produzione e la distribuzione di energia elettrica andranno considerati, ma non in maniera generale, bensì soltanto in determinati casi. Da un canto si tratta di misure di riduzione delle perdite dovute alla trasformazione di «impianti elettrici». Con ciò si intendono gli impianti da generatore – inteso come termine specialistico e quale distinzione dagli impianti idraulici. D'altro canto, dovranno essere sostenute anche misure per la produzione di energia elettrica dal calore residuo che non può essere impiegato in altro modo. Ciò nondimeno, anche in futuro il sostegno dovrà essenzialmente pendere dalla parte delle misure inerenti al consumo, incluse le misure di efficienza nell'ambito della mobilità elettrica (cpv. 1 lett. a).

Art. 35 Garanzie per la geotermia

Questa disposizione è stata ripresa dal diritto vigente e leggermente adattata dal profilo della terminologia e del contenuto. Il termine, giuridicamente non corretto, di «fideiussione» è stato sostituito con «garanzia». Si intendono garantire investimenti nel quadro della preparazione e costruzione di impianti geotermici per la produzione di elettricità. La scelta terminologica è una precisazione rispetto alla versione finora vigente secondo la quale è possibile concedere delle fideiussioni a titolo di garanzia

contro i rischi degli «impianti per lo sfruttamento della geotermia». Il termine di costruzione va inteso in senso lato; vi rientra ogni azione atta a seguire un progetto di geotermia fino al momento in cui è possibile fare affermazioni sul sito e il progetto viene valutato un successo, successo parziale o insuccesso, in particolare i costi per perforazioni, misurazioni del foro di trivellazione, prove delle pompe, stimolazione del serbatoio, test e analisi, assistenza geologica e smantellamento del cantiere di perforazione (cfr. regolamentazione dell'ordinanza sull'energia del 7 dicembre 1998, appendice 1.6). Nel quadro della preparazione di un impianto, oltre ai lavori preparatori veri e propri, in particolare la preparazione del cantiere di perforazione, sono computabili anche i necessari costi di sondaggio a monte e dopo uno studio di fattibilità che contribuiscono ad aumentare le probabilità di successo di un sito dopo uno studio di fattibilità, ma prima di avviare la perforazione, e a determinare l'ubicazione ottimale del cantiere di perforazione in superficie e dei punti di perforazione sotterranei.

Per i progetti di geotermia devono essere messi a disposizione notevoli capitali propri e di terzi. A fronte della copertura dei rischi massima attuale pari al 50 per cento dei costi d'investimento, il valore del capitale di un progetto non riesce generalmente a varcare gli ostacoli d'investimento di investitori privati. Per ottenere un reddito del capitale proprio accettabile per gli investitori, il grado di copertura massima dei rischi è stato portato al 60 per cento. Questo tasso massimo corrisponde alla quota massima che può essere concessa nel quadro degli aiuti finanziari per singoli progetti (cfr. art. 59 cpv. 2). Di regola generale, le garanzie nell'ambito della geotermia devono essere coperte integralmente dai mezzi riservati a tale scopo; non sono previsti impegni superiori ai mezzi disponibili.

Come già per il diritto vigente, la disposizione trova applicazione solamente per gli impianti geotermici con i quali si persegue la produzione di elettricità. Di conseguenza, non viene data nessuna garanzia a progetti di geotermia per la produzione di calore.

Art. 36 Indennizzo per le centrali idroelettriche

Dal 2011 parte del supplemento rete viene utilizzato per indennizzare le misure di risanamento rese necessarie dall'impatto negativo dello sfruttamento della forza idrica su deflussi discontinui, bilancio in materiale detritico e accessibilità per la fauna ittica. Si tratta, dunque, di un indennizzo di costi supplementari di protezione ambientale. Dato che gran parte dei mezzi non sarà utilizzata già nei primi anni, vengono dapprima costituite delle riserve.

Capitolo 7: Supplemento rete

Sezione 1: Riscossione, utilizzo e fondo per il supplemento rete

Art. 37 Riscossione e utilizzo

Dal 2009 viene riscosso un supplemento rete che può essere trasferito ai consumatori finali. Finora l'importo veniva utilizzato, fra l'altro, per la remunerazione per l'immissione di elettricità rispettivamente per la parte che costituisce la differenza rispetto al prezzo di mercato. La remunerazione per l'immissione di elettricità rimane la destinazione preponderante del supplemento rete. Ai sensi del D-LEne essa

consta del ricavato che i gestori ottengono autonomamente sul mercato più il premio d'immissione. Quest'ultimo viene finanziato con il supplemento rete, nel quadro sia della commercializzazione diretta, sia dell'articolo 24.

Anche nel D-LEne il supplemento rete ha un tetto massimo: 2,3 centesimi per kWh. Questo importo massimo non dovrà essere pienamente esigibile fin dall'inizio, dato che gli impegni assunti dovranno essere onorati solo progressivamente, ad esempio per i ritardi di costruzione o di messa in servizio degli impianti. L'importo effettivo del supplemento verrà definito, come finora, dal Consiglio federale.

Art. 38 Limitazione per singoli utilizzi e lista d'attesa

Oltre al tetto massimo generale di 2,3 centesimi/kWh, l'utilizzo dei mezzi derivanti dal supplemento rete ha anche diversi tetti parziali, seppur meno numerosi che in passato. In primo luogo i contingentati per il fotovoltaico (nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità) fissati dall'UFE (cpv. 1 lett. a così come cpv. 2 e 3). In secondo luogo – se necessario – anche contingentati per i contributi d'investimento per le centrali idroelettriche e gli impianti a biomassa. Se nella pratica dovesse emergere che una fetta importante del supplemento confluisce ripetutamente nei contributi d'investimento, l'UFE deve disporre dei mezzi per stabilire dei limiti (cpv. 4). In terzo luogo, una quota massima pari a 0,1 ct./kWh è applicabile ai bandi di gara, alle garanzie per la geotermia e all'indennizzo per le centrali idroelettriche. Per questi due ultimi tipi di utilizzo vanno costituite delle riserve per gli anni futuri; per loro natura i bandi di gara richiedono la definizione anticipata annuale dell'importo disponibile l'anno successivo. Il Consiglio federale disciplina le competenze per definire la quota parte dei tre tipi di utilizzo e le regole di assegnazione.

Il Consiglio federale disciplina altresì le conseguenze derivanti dalle limitazioni (cpv. 5). In particolare, ci sarà ancora una lista d'attesa per il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. Il Consiglio federale deve avere un margine di manovra sufficientemente ampio per trovare una soluzione adeguata, soprattutto perché l'attuale sistema di liste d'attesa non è del tutto soddisfacente. Una soluzione potrebbe essere quella di liste d'attesa distinte (per il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità e per altri contributi d'investimento).

Art. 39 Fondo per il supplemento rete

I mezzi finanziari del supplemento rete confluiscono in un fondo. Essendo ora la competenza esecutiva integralmente della Confederazione, segnatamente per il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, che passa dalla Società nazionale di rete alla Confederazione, anche il fondo va collocato presso la Confederazione. L'articolo 39 crea la necessaria base formale e legale. Con la riorganizzazione, l'attuale organo competente per i mezzi del supplemento rete – la «Fondazione remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi (RIC)» – perde il suo scopo e dovrà essere sciolto (art. 76 cpv. 1) e i mezzi trasferiti al fondo presso la Confederazione. Il nuovo fondo per il supplemento rete è amministrato in seno al DATEC; in altri termini, i versamenti transiteranno dagli uffici competenti, l'UFE e l'UFAM. I processi amministrativi e organizzativi saranno precisati in sede di ordinanza.

L'Amministrazione federale delle finanze (AFF) ha il compito di investire i mezzi del fondo nel quadro della sua gestione regolare dei capitali. Dato che la maggior parte dei prelievi dal fondo non può essere condizionata né dal profilo temporale, né dal profilo degli importi, impedendo ogni flessibilità nell'allocazione delle risorse, il fondo per il supplemento rete è iscritto nel conto annuale della Confederazione nella rubrica «capitale di terzi». I mezzi del fondo devono essere remunerati, tuttavia solo quelli non immediatamente necessari, e vanno collocati su un conto deposito presso la Tesoreria federale. L'AFF definisce i tassi di remunerazione (art. 70 dell'ordinanza del 5 aprile 2006 sulle finanze della Confederazione, OFC, RS 611.01). Il capoverso 4 sancisce anche il divieto d'indebitamento, limitando in tal modo i potenziali rischi per la Confederazione. È possibile assumere impegni nella misura in cui i relativi mezzi possono essere riuniti tempestivamente e nella misura necessaria attraverso il supplemento rete. Nel definire contingenti (e assumere impegni) occorre valutare prudentemente e tenere in debita considerazione la prevista evoluzione dei prezzi di mercato, le probabilità di realizzazione per quanto attiene ai progetti per impianti eolici e idrici così come l'evoluzione dei costi delle tecnologie.

È ancora troppo presto per dire chi approverà la verifica annuale dei conti del fondo effettuata dal Controllo federale delle finanze (cpv. 5). Ciò dipenderà dalla struttura e organizzazione effettive del fondo. Sulla situazione del patrimonio del fondo bisogna informare – nel quadro del rapporto di cui al capoverso 6 – nell'Allegato al conto annuale, nel quale vanno menzionati in particolare gli impegni assunti e non ancora iscritti a bilancio.

Sezione 2: Rimborso

Art. 40–44

La possibilità, decisa con l'iniziativa parlamentare 12.400, di restituire il supplemento rete alle aziende a forte consumo di elettricità che stipulano una convenzione sugli obiettivi, impegnandosi così ad investire una determinata percentuale per misure di efficienza energetica, viene ripresa senza modifiche materiali. Questa disposizione relativamente lunga è stata suddivisa in più articoli e riformulata più chiaramente in differenti punti.

Gli articoli 40 a 42 regolano in maniera materialmente invariata la cerchia degli aventi diritto al rimborso e i requisiti per tale diritto, incluso l'obbligo di investire il 20 per cento dell'importo del rimborso in misure di efficienza energetica nel quadro di una convenzione sugli obiettivi. Tuttavia, come esplicitamente espresso dal testo di legge, quest'obbligo vige soltanto conformemente e nel quadro della convenzione sugli obiettivi, che dal canto suo deve essere economicamente sostenibile. In parole concrete, oltre alle misure – economicamente sostenibili – da adottare in tutti i casi per ottemperare alla convenzione sugli obiettivi, quest'ultima deve definire anche le misure supplementari – reputabili come economicamente sostenibili in considerazione del 20 per cento dell'importo del rimborso ulteriormente a disposizione. Se l'impresa ha ricevuto il rimborso, per adempiere alla convenzione sugli obiettivi essa deve realizzare anche queste misure. Come nel diritto già stabilito, l'obbligo di investire giunge al proprio limite ove si esauriscono le possibilità di investire in misure economicamente sostenibili (art. 42 cpv. 2 secondo per.).

Anche la rinuncia a indicare espressamente il ricorso a terzi per l'esecuzione di questa misura non rappresenta una novità materiale, essendo questo aspetto sufficientemente coperto dal carattere generale del nuovo articolo 68.

L'obbligo dei consumatori finali di garantire all'UFE l'accesso alle installazioni, sancito dall'articolo 42 capoverso 4, è precisato nel senso che non si parla più di impianti ma, in maniera più generale, di installazioni: si tratta, qui, dell'obbligo di garantire l'accesso ad ogni locale, areale, settore esterno così come ad apparecchi, impianti di produzione e simili per i quali un controllo a vista è imprescindibile per permettere una verifica appropriata dell'osservanza della convenzione sugli obiettivi.

Viene mantenuta invariata anche la possibilità da parte del Consiglio federale di prevedere, in casi di rigore, il rimborso parziale del supplemento rete pagato anche per consumatori finali diversi da quelli di cui all'articolo 40 che, a causa del supplemento rete, risultassero considerevolmente pregiudicati nella loro competitività. Va evidenziato che questa possibilità continua a sussistere soltanto ove il pregiudizio competitivo sia effettivamente riconducibile al supplemento rete. La regolamentazione non ha lo scopo di appianare svantaggi concorrenziali causati da «fattori esterni» (come oscillazioni dei tassi di cambio, differenze di costo del personale o di prezzo delle materie prime o, in particolare, anche eventuali differenze di costo dell'elettricità esistenti a prescindere dal supplemento rete).

La disposizione sui casi di rigore ha peraltro, come già in passato, un carattere di opzione, non di obbligatorietà. In considerazione delle possibilità di rimborso (parziale) già sensibilmente estese di cui all'articolo 40 e seguenti, in futuro si vedrà quale importanza verrà ascrivita a questa disposizione o se vi sarà la necessità che il Consiglio federale faccia uso della sua competenza.

Capitolo 8: Impiego parsimonioso e razionale dell'energia

Sezione 1: Impianti, veicoli e apparecchi prodotti in serie

Art. 45

Ai sensi dell'articolo 45, in analogia all'articolo 8 della LEné vigente il Consiglio federale può emanare prescrizioni sull'efficienza e l'omologazione di impianti, veicoli e apparecchi prodotti in serie al fine di ridurre il consumo di energia. Il *capoverso 1* evidenzia la possibilità di emanare prescrizioni anche per i relativi componenti. Si tratta di prodotti che pur non ricadendo in queste tre categorie specifiche di impianti, veicoli o apparecchi ne sono parte integrante e incidono in maniera determinante sul consumo di energia, ad esempio gli pneumatici nel caso dei veicoli.

Per emanare prescrizioni tecniche vanno osservate le prescrizioni della LOTC.

Il *capoverso 3* rappresenta la base per l'etichetta energia facoltativa. L'etichetta energia è un marchio oggi comunemente noto che attesta l'efficienza energetica e le caratteristiche ambientali positive di un prodotto. Per i fabbricanti e i distributori può dunque essere di notevole interesse (e per i consumatori di grande aiuto) munire un prodotto dell'etichetta energia. Il *capoverso 3* offre ora la possibilità per l'UFE di concludere con i produttori e gli importatori convenzioni volontarie di dichiarazione, procedura di verifica e immissione in commercio laddove non siano ancora state

emanate prescrizioni ai sensi del capoverso 1. L'esistenza di tali convenzioni non impedisce, in ogni caso, al Consiglio federale di emanare prescrizioni in qualsiasi momento.

Per il resto l'articolo 45 corrisponde al diritto vigente.

Sezione 2: Edifici

Art. 46

Ai sensi dell'articolo 89 capoverso 4 Cost., nell'ambito degli edifici le prescrizioni sono emanate in primo luogo dai Cantoni. Nella legge sull'energia la Confederazione si allinea ai Cantoni in qualità di legislatore e prescrive loro, come finora, solamente un quadro relativo ad alcuni aspetti. Materialmente demanda ai Cantoni una notevole sfera di competenze. Nella maggior parte dei punti si limita ad esortarli ad adottare una regolamentazione, senza peraltro prescrivere le modalità esatte.

Rispetto al *capoverso 2*, il *capoverso 1* ha un approccio più ampio. Si tratta di condizioni quadro generali, standard (secondo per.) e vere e proprie prescrizioni, ma non necessariamente prescrizioni edilizie in senso stretto, bensì piuttosto prescrizioni che prevedono misure d'incoraggiamento. Il *capoverso 2* riguarda, invece, le prescrizioni concernenti le nuove costruzioni e gli edifici esistenti. Attraverso le loro prescrizioni i Cantoni devono aspirare a un giusto equilibrio tra due interessi potenzialmente opposti: le misure edilizie e di risanamento di edifici opportune dal profilo energetico – nel senso di priorità data alle esigenze energetiche – non devono essere eccessivamente ostacolate da prescrizioni, segnatamente, di tutela degli edifici storici. Inversamente, proprio queste esigenze devono essere tenute in debita considerazione: le misure edilizie vanno progettate e realizzate in modo tale da conservare per quanto possibile il valore architettonico-culturale degli edifici. Le misure energetiche devono avere riguardo per le qualità architettoniche e urbanistiche.

Il *capoverso 3* riprende il diritto vigente, anche la norma adottata più di recente secondo la quale non vengono considerati fino a 20 cm di superamento dell'altezza dell'edificio, delle distanze e delle linee di costruzione (lett. d; già art. 9 cpv. 3 lett. e LEn).

Sezione 3: Consumo di energia nelle imprese

Art. 47

La nuova sezione «Consumo di energia nelle imprese» regola in maniera esplicita e in un articolo a sé stante l'ambito tematico delle convenzioni sugli obiettivi per l'aumento dell'efficienza energetica (convenzioni sugli obiettivi) concluse con imprese. L'articolo 47 rappresenta, in primis, un'innovazione sistematica: l'obbligo dei Cantoni di emanare prescrizioni inerenti a convenzioni sugli obiettivi con grandi consumatori si trova già oggi nell'articolo sugli edifici (art. 9 cpv. 3 lett. c). Pure il fatto che anche la Confederazione possa impegnarsi per la diffusione dello strumento delle convenzioni sugli obiettivi e, a tale proposito, stipulare direttamente convenzioni sugli obiettivi con imprese adatte, lo si poteva già evincere – anche se solo implicitamente – dal diritto vigente (art. 17 cpv. 1 lett. g LEn).

Il raggio d'azione della Confederazione viene lasciato volutamente aperto – diversamente dai Cantoni, il cui obbligo è limitato al gruppo di imprese dei «grandi consumatori». La Confederazione deve avere la possibilità di intervenire laddove appropriato in considerazione del potenziale di miglioramento dell'efficienza; ciò può interessare soprattutto, ma non esclusivamente, imprese con un consumo di energia particolarmente elevato. Gli sforzi della Confederazione devono dunque concentrarsi su questi gruppi di imprese, ma non limitarsi ad essi.

Sezione 4: Obiettivi di efficienza per il consumo di elettricità

Art. 48 Obiettivi per i fornitori di elettricità

Attraverso il nuovo strumento degli «obiettivi» i fornitori di elettricità vengono vincolati in maniera concreta a contribuire a migliorare l'efficienza nel consumo di elettricità. Essi non devono però attivarsi direttamente mediante provvedimenti propri, ma – ad esempio tramite incentivi o promozioni – attuare o avviare direttamente e concretamente misure di efficienza (sono determinanti i risultati, non gli sforzi profusi) presso i consumatori finali in Svizzera, e non soltanto presso i loro clienti abituali. Ogni fornitore di elettricità deve soddisfare un obiettivo, che è proporzionale a una determinata quota delle vendite realizzate (in Svizzera). Il Consiglio federale definisce un valore fisso – unico per tutti i fornitori di elettricità – pari al 2 per cento al massimo. L'obiettivo di ogni fornitore di elettricità si ottiene moltiplicando le vendite realizzate (l'anno precedente) per il valore definito dal Consiglio federale.

Art. 49 Adempimento degli obiettivi

Viene fatta distinzione tra fornitori di elettricità con vendite annuali pari o superiori a 30 GWh (cpv. 1) e fornitori al di sotto di questa soglia (cpv. 2). Per raggiungere l'obiettivo (o consentire la verifica della sua osservanza) i primi devono consegnare alla Confederazione cosiddetti certificati bianchi a prova dell'incremento dell'efficienza conseguito (un certificato ogni MWh risparmiato). I secondi possono scegliere se aderire a questo sistema di certificati o pagare una tassa sostitutiva. Se hanno pagato la tassa, hanno assolto al loro obbligo, salvo quello di partecipazione per la verifica (art. 51).

All'atto della verifica, per la Confederazione – cui compete la vigilanza sugli obiettivi – non è determinante che i singoli fornitori di elettricità abbiano raggiunto i loro obiettivi specifici con misure proprie (presso i consumatori finali), ma piuttosto che ogni fornitore di elettricità sia in grado di consegnare certificati in misura del suo obiettivo specifico. Che abbia ottenuto i certificati attraverso misure proprie o che li abbia acquistati da altri fornitori di elettricità è, in ultima analisi, irrilevante.

I proventi ottenuti con la citata tassa sostitutiva vengono utilizzati per realizzare provvedimenti volti ad aumentare l'efficienza (cpv. 3). Per gli incrementi dell'efficienza ottenuti con queste misure non vengono emessi certificati bianchi. Infatti, se simili certificati entrassero in commercio, sarebbe difficile evitare che due attori soddisfino il loro obiettivo con lo stesso provvedimento di efficienza – da un canto il fornitore di elettricità che paga la sua tassa sostitutiva, dall'altro il fornitore di elettricità che acquista il certificato (risultante da tale provvedimento).

Art. 50 Provvedimenti e certificati

Per quanto concerne i provvedimenti, viene fatta distinzione tra provvedimenti standardizzati e provvedimenti non standardizzati. Quali provvedimenti standardizzati sono supponibili, ad esempio, l'installazione di pompe di circolazione o la sostituzione di apparecchi elettrici come frigoriferi o lavatrici (economie domestiche), impianti di raffreddamento e d'illuminazione (artigianato e servizi), semafori e illuminazione stradale (settore pubblico) e motori (industria). Non sono computabili, fra l'altro, i provvedimenti già previsti. Nell'ambito della legge sul CO₂ si tratta, ad esempio, dei provvedimenti adottati nel quadro del sistema di scambio di quote di emissione (art. 15 della legge sul CO₂) e degli impegni di riduzione delle emissioni di gas serra (art. 31 della legge sul CO₂).

Data la standardizzazione, queste misure consentono di calcolare preventivamente il guadagno in termini di efficienza, rendendo inutile il monitoraggio. I provvedimenti di altro tipo, non standardizzati, non offrono le stesse garanzie di efficienza: vanno dunque dapprima valutati e poi approvati. L'UFE può demandare questo compito a un'organizzazione privata competente (art. 68 cpv. 1 lett. d). Anche terzi, ad es. fornitori di energia, non tenuti a soddisfare nessun obiettivo possono adottare provvedimenti di incremento dell'efficienza, acquisendo in tal modo dei certificati che potranno commercializzare.

Capoverso 4: i certificati sono negoziabili non solo tra i titolari e, non essendo legati a un periodo di adempimento, possono anche essere trasferiti a un periodo successivo (banking). Un fornitore di elettricità può realizzare simili trasferimenti non soltanto con certificati «propri», ossia ottenuti personalmente, ma anche con certificati acquistati.

Art. 51 Fissazione e verifica dell'obiettivo

L'UFE fissa per ogni fornitore di elettricità l'obiettivo annuo in base ai dati che quest'ultimo ha fornito. Lo fa annualmente e, in linea di massima, mediante decisione. Il ritmo annuale permette di tenere conto, ad esempio, dei cambiamenti intervenuti nelle vendite. Con lo stesso ritmo annuale i fornitori di elettricità sono tenuti a fornire i dati necessari e a presentare un rapporto. A loro, come alla Confederazione, il rapporto fornisce un quadro sull'adempimento del loro obiettivo. Non annualmente, ma ogni tre anni avviene invece la verifica da parte dell'UFE. Ogni fornitore di elettricità deve adempiere il suo obiettivo annuale o riunire i relativi certificati sull'arco di tre anni. Il fatto di effettuare un bilancio cumulativo sull'arco di tre anni dell'adempimento dei tre obiettivi annuali offre ai fornitori una certa flessibilità.

Art. 52 Sanzioni in caso di inadempimento

Per quanto riguarda la sanzione applicabile in caso di mancato adempimento, in conformità con l'articolo 51 la verifica globale si basa anche in questo caso sul triennio. Il *capoverso 3* vieta di addossare le sanzioni ai consumatori finali. Una traslazione (parziale) avviene invece per i costi effettivi dei provvedimenti. Nell'approvvigionamento di base, dove le tariffe sono ancora verificate dalla El-Com, i prezzi devono comunque essere «adeguati» (art. 6 LAEl, cfr. anche l'art. 7 LAEl), il che pone dei limiti alla traslazione di qualsiasi costo.

Capitolo 9: Promozione

Sezione 1: Misure

Art. 53–56

Gli articoli da 53 a 56 sono ripresi ampiamente dalla legge sull'energia del 1998 senza modifiche del contenuto. Queste disposizioni enumerano in linea di principio gli ambiti in cui la Confederazione fa della promozione. La promozione può avvenire in maniera diversa: la Confederazione può, ad esempio, organizzare manifestazioni, eventi informativi, congressi e istruzioni o lanciare corsi e nuovi cicli di formazione; queste attività e altre misure possono essere concepite e coordinate nel quadro di un programma (come ad esempio l'attuale programma SvizzeraEnergia). Possono essere sostenuti dalla Confederazione anche mediante contributi finanziari (cfr. art. 57–59).

Della nuova deroga di cui all'articolo 55 capoverso 3 occorre fare un uso molto moderato. Il sostegno di impianti pilota e di dimostrazione situati all'estero e di progetti pilota e di dimostrazione realizzati all'estero deve essere possibile segnatamente nell'ambito di una cooperazione della Svizzera con organizzazioni internazionali o nel quadro di programmi internazionali (ad esempio dell'UE o dell'AIE). Di regola ciò presuppone una partecipazione industriale elvetica. La creazione di valore aggiunto può essere di natura finanziaria o favorire l'acquisizione di conoscenze per l'industria o le scuole universitarie.

Sezione 2: Finanziamento

Art. 57–59

Queste disposizioni descrivono le regole necessarie ad ottenere un sostegno finanziario. Nonostante la nuova struttura, materialmente esse hanno subito modifiche di poco conto.

In virtù dell'*articolo 57 capoverso 1*, la promozione avviene sotto forma di contributi globali ai Cantoni o di aiuti finanziari per singoli progetti. La promozione di progetti negli ambiti dell'informazione e della consulenza (art. 53) così come della formazione e del perfezionamento (art. 54) può avvenire anche nel quadro di un programma di sussidi della Confederazione. Simili programmi di sussidi sostengono, di regola, progetti simili o analoghi di differenti promotori a determinate condizioni definite nel programma e vigenti in aggiunta ai requisiti di legge di cui agli articoli 57 e 59. Il programma di sussidi è, in questo senso, una promozione finanziaria di singoli progetti raggruppati. La realizzazione di programmi di sussidi della Confederazione deve essere possibile anche nell'ambito dell'impiego dell'energia e recupero del calore residuo (art. 56), tuttavia unicamente alle condizioni restrittive di cui all'articolo 57 capoverso 1 lettera b. L'assetto di questo tipo di programma deve preservare il principio di uguaglianza di diritto e fare in modo che non subentrino distorsioni della concorrenza.

I proventi derivanti dalla destinazione vincolata della tassa sul CO₂ (cfr. i commenti relativi all'art. 34 della legge sul CO₂) confluiscono in misure ai sensi degli articoli 53, 54 e 56 LEn. Data l'importanza di un utilizzo conforme all'obiettivo dei proventi della tassa d'incentivazione, all'*articolo 57 capoverso 2* si rimanda in modo

particolare al fatto che possono essere finanziate con contributi globali di cui all'articolo 34 della legge sul CO₂ solamente le misure che soddisfano le condizioni di detto articolo e risultano dunque conformi all'obiettivo incentivante.

Gli impianti pilota e di dimostrazione così come gli esperimenti sul terreno e le analisi di cui all'articolo 55 capoverso 2 dovranno godere del sostegno della Confederazione mediante contributi del 40 per cento, massimo 60 per cento dei costi computabili. In quest'ambito è dunque applicabile la regolamentazione valida per gli aiuti finanziari per singoli progetti (art. 59), il che collima anche con la pratica attuale. A prescindere da questa regolamentazione particolare, la Confederazione può finanziare integralmente progetti nell'ambito della ricerca fondamentale, della ricerca applicata e dello sviluppo vicino alla ricerca (art. 55 cpv. 1). Questi progetti non sottostanno alle prescrizioni e ai limiti di contributo particolari di cui all'articolo 59. Per la ricerca dell'Amministrazione federale valgono le disposizioni generali della legge federale del 7 ottobre 1983⁵³ sulla promozione della ricerca e dell'innovazione.

L'articolo 58 riunisce in una norma le disposizioni sul finanziamento mediante contributi globali. Continua a non essere ammesso il doppio sostegno di misure da parte della Confederazione: una misura non può essere promossa, ad esempio, mediante contributi globali per un programma ai sensi dell'articolo 53 e contemporaneamente mediante contributi globali per un programma ai sensi dell'articolo 56. Il *secondo periodo* del *capoverso 3* introduce una nuova disposizione volta a garantire che i fondi della Confederazione destinati alla promozione siano erogati soltanto per sostenere misure prese nell'ambito degli edifici se per i relativi edifici viene allestito un certificato energetico con relativo rapporto di consulenza (CECE Plus). Il Consiglio federale ha facoltà di definire deroghe a quest'obbligo, che può comportare risultati sproporzionati in particolare laddove i costi per l'emissione di un CECE Plus rappresentano una parte significativa dell'importo della promozione. Il reporting sancito dal *capoverso 4* deve contenere indicazioni sull'impiego dei mezzi finanziari messi a disposizione e, nel caso di misure ai sensi dell'articolo 56, sull'efficacia e sugli effetti del programma realizzato.

Nell'articolo 59 il vecchio termine di «aiuti finanziari destinati a un oggetto specifico» con il quale, sulla base del materiale relativo alla legge sull'energia del 1998, si intendeva il sostegno a progetti singoli⁵⁴, è sostituito con «aiuti finanziari per singoli progetti». Per gli aiuti finanziari di cui all'articolo 56 in futuro saranno considerati costi computabili gli investimenti supplementari rispetto ai costi delle tecniche convenzionali e non più i «maggiori costi non ammortizzabili». In questo modo viene ripresa la regolamentazione già applicabile al risanamento energetico degli immobili. Per esperienza, con aiuti finanziari a concorrenza del 40 per cento dei costi supplementari non ammortizzabili non si riesce solitamente a generare investimenti supplementari in quest'ambito. Della possibilità fornita dal capoverso 4 di chiedere la restituzione degli aiuti finanziari concessi va fatto un uso limitato, segnatamente nei casi in cui un progetto abbia conseguito utili considerevoli diretti e immediati.

⁵³ RS 420.1

⁵⁴ Cfr. messaggio del Consiglio federale del 21 agosto 1996 concernente la legge federale sull'energia, FF 1996 IV 965.

Capitolo 10: Convenzioni internazionali

Art. 60

Ai sensi dell'articolo 7a capoverso 1 della legge federale del 21 marzo 1997⁵⁵ sull'organizzazione del Governo e dell'Amministrazione (LOGA), il Consiglio federale può concludere autonomamente trattati internazionali nella misura in cui ne sia autorizzato da una legge federale o da un trattato internazionale approvato dall'Assemblea federale. L'articolo 60 LEn conferisce al Consiglio federale siffatta autorizzazione: in aggiunta alla competenza già sancita dall'articolo 7a capoverso 2 LOGA di stipulare autonomamente trattati internazionali di portata limitata, il Consiglio federale ottiene la competenza di concludere convenzioni internazionali che non sottostanno a referendum facoltativo ai sensi dell'articolo 141 capoverso 1 lettera d Cost., né a referendum obbligatorio.

Capitolo 11: Verifica degli effetti e trattamento dei dati

Art. 61 Monitoraggio

Il monitoraggio concerne, in particolare, la realizzazione delle misure di politica energetica, il potenziamento e l'adeguamento della rete, l'evoluzione della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, gli sviluppi tecnologici e internazionali nel settore energetico e l'impatto ambientale nonché i costi e i benefici delle misure. Gli effetti da analizzare concernono sia le *conseguenze* concrete delle misure previste dalla legge, sia la loro *efficacia*.

Art. 62 Messa a disposizione di dati

Questa nuova disposizione si prefigge di garantire che, se li richiede, l'UFE possa disporre dei dati necessari per la verifica e il monitoraggio di cui all'articolo 61. Si tratta, ad esempio, di indicazioni riguardanti lo sviluppo del trasporto su strada e su rotaia, del parco veicoli e della mobilità elettrica, informazioni e dati riguardanti lo sviluppo dell'urbanizzazione, l'esclusione di territori, modelli di traffico, emissioni ed altri impatti sull'ambiente, dati su immissioni e prelievi della rete di trasporto, flussi e picchi di carico, importazioni ed esportazioni di elettricità e riguardanti l'energia di regolazione, statistiche sui prezzi dell'elettricità, indicatori sulla qualità dell'approvvigionamento, misurazioni con «smart meter» in forma aggregata, informazioni sull'impatto energetico di programmi energetici cantonali e statistiche riguardanti il risanamento di immobili.

I dati da fornire possono essere dati personali o informazioni non riferite a persone. I dati possono essere trattati a fini statistici nella misura in cui sono soddisfatti i requisiti di cui all'articolo 22 capoverso 1 della legge federale del 19 giugno 1992⁵⁶ sulla protezione dei dati (LPD).

⁵⁵ RS 172.010
⁵⁶ RS 235.1

Art. 63 Obbligo di informare

La disposizione viene ripresa dal diritto vigente senza modifiche di contenuto.

Art. 64 Trattamento di dati personali

Questa disposizione, ripresa dal diritto vigente e precisata, consente all'UFE nel quadro dell'esecuzione degli articoli 27, 52 e 72 (sanzioni in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi di produzione, di inadempimento degli obiettivi per i fornitori di elettricità e di violazione della legge sull'energia) anche il trattamento di dati personali degni di particolare protezione concernenti pene e sanzioni amministrative e di diritto penale (cfr. art. 17 cpv. 2 LPD).

Art. 65 Divulgazione di dati personali

Per dati si intendono i dati personali di persone giuridiche (cfr. art. 3 lett. a, b LPD). La disposizione non concerne i dati personali degni di particolare protezione e i profili della personalità ai sensi dell'articolo 3 lettere c nonché d LPD. Non solo le aziende di approvvigionamento elettrico, bensì tutte le imprese del settore energetico (per la definizione di settore energetico cfr. art. 7) possono essere obbligate alla comunicazione e alla pubblicazione di dati personali. Possono inoltre essere obbligate a trasmettere tali dati alle autorità federali competenti, che hanno il diritto di pubblicarle se sono soddisfatte le condizioni del capoverso 2. In determinate circostanze può essere ragionevole che le aziende in questione comunichino alcuni dati direttamente ai clienti (come già avviene nell'ambito dell'etichettatura dell'elettricità ai sensi dell'articolo 10). Anche quest'obbligo di comunicazione diretta è contemplato dalla disposizione.

Le informazioni di cui al capoverso 1 lettera *b* possono comprendere ad esempio prezzi e qualità dei prodotti elettrici verdi, tipologia e prezzi delle consulenze in materia energetica o condizioni di ritiro dell'elettricità prodotta da energie rinnovabili. Nelle misure adottate o previste ai sensi della lettera *c* possono rientrare segnatamente campagne di comunicazione, strategie di promozione delle energie rinnovabili e un consumo di elettricità parsimonioso e razionale oppure valori auspicati della quota di energie rinnovabili nel mix di energia. La pubblicazione da parte delle autorità federali conformemente al capoverso 2 può avvenire nell'ambito di un monitoraggio interno a livello federale oppure come panoramica globale. Sono tuttavia possibili anche altre forme di pubblicazione.

La delega di competenze normative al Consiglio federale si giustifica con il fatto che attualmente non è ancora stato deciso se sarà necessario o meno introdurre l'obbligo di presentazione o pubblicazione. L'applicazione di un simile obbligo è opportuna e ragionevole laddove non vengono adottate misure su base volontaria (ad es. rating volontario delle aziende di approvvigionamento elettrico) o se tali misure non permettono di adempiere allo scopo della trasparenza e dell'informazione. Inoltre, nel rispetto del principio di proporzionalità, solamente al momento dell'introduzione dell'obbligo verrà stabilito quali dati pubblicare e con quali modalità.

Con l'emanazione di disposizioni d'applicazione occorre prestare attenzione a che l'obbligo di divulgare dati non violi il segreto d'affari e non implichi pregiudizi in materia di concorrenza (ad esempio per la divulgazione di strutture interne dei costi o delle capacità di produzione). Inoltre, alle aziende interessate quest'obbligo non deve cagionare un onere amministrativo sproporzionatamente elevato.

Capitolo 12: Esecuzione

Art. 66 Esecuzione e disposizioni d'esecuzione

Il *capoverso 1* stabilisce che l'esecuzione della legge compete al Consiglio federale.

Il *capoverso 2* enumera le competenze d'esecuzione dei Cantoni previste dalla legge. Questa competenza non sussiste più laddove un'autorità federale applica le disposizioni della LEné nel quadro dell'esecuzione di un'altra legge federale. In tal caso la competenza d'esecuzione spetta alla rispettiva autorità federale. Essa deve dapprima consultare i Cantoni interessati.

In virtù del *capoverso 3* il Consiglio federale emana le necessarie disposizioni d'applicazione, mentre può trasferire al Dipartimento il compito di emanare prescrizioni tecniche o amministrative.

Ai sensi del *capoverso 4* i Cantoni sono tenuti ad informare regolarmente in merito alle loro misure d'esecuzione.

Art. 67 Emolumenti

La riscossione di emolumenti nell'ambito dell'esecuzione della LEné è retta dall'articolo 46a LOGA, secondo il quale il Consiglio federale emana disposizioni sulla riscossione di adeguati emolumenti per le decisioni e le prestazioni di servizi dell'amministrazione federale, tenendo conto del principio di equivalenza e del principio di copertura dei costi. Sono soggette a emolumenti segnatamente le prestazioni in rapporto con il rimborso del supplemento rete; i relativi costi vengono addebitati in misura appropriata alle imprese – ossia alle beneficiarie, in ultima analisi, del rimborso (cfr. cpv. 1 secondo per.). Il Consiglio federale dovrà definire in sede di ordinanza le verifiche e i controlli soggetti a emolumenti ai sensi del *capoverso 2*. Negli ambiti in cui i controlli sono solo puntuali gli emolumenti devono essere riscossi, di regola, solamente laddove si constatano irregolarità. Per quanto attiene alle verifiche, la riscossione di emolumenti può essere giustificata laddove una verifica abbia causato un onere notevole e non sia sfociata in una decisione. Le attività d'informazione e di consulenza dell'UFE dovranno, invece, rimanere esenti da emolumenti (cpv. 3).

Art. 68 Ricorso a terzi per l'esecuzione

L'articolo 17 vigente prevede che il Consiglio federale possa affidare determinati compiti a organizzazioni dell'economia. Di questa competenza non si è mai fatto uso. Nel quadro della Strategia energetica 2050 l'attuazione e l'applicazione della legislazione sull'energia dovranno essere concretizzate e coordinate dalla Confederazione. Non vi è la necessità di poter trasferire integralmente a terzi un compito. Per l'esecuzione, invece, si è fatto e si farà capo a terzi in svariate maniere e per varie ragioni (know-how, affinità con il settore ecc.), ad esempio per l'elaborazione di convenzioni sugli obiettivi. Il *capoverso 1* prevede pertanto il ricorso a terzi per l'esecuzione, e alle lettere a–e elenca possibili ambiti di detto ricorso a terzi. I terzi cui si fa capo per l'esecuzione non ottengono, con ciò, nessuna competenza decisionale; allo stesso modo, nel quadro del *capoverso 1* lettera b non si intende la partecipazione all'assegnazione di sovvenzioni, ma ad esempio la realizzazione di compiti

nell'ambito della concezione e del coordinamento di programmi o dell'informazione in merito a questi ultimi.

In virtù del *capoverso 2* i terzi possono essere autorizzati a riscuotere emolumenti per le attività svolte nell'ambito dei loro compiti d'esecuzione.

Ai sensi del *capoverso 3* l'ufficio federale competente è tenuto a concludere con i terzi un mandato di prestazioni che regola i dettagli in merito alle prestazioni da fornire, alle modalità di reporting, ai controlli della qualità e alla riscossione degli emolumenti.

Il *capoverso 4* precisa espressamente che i terzi sottostanno alla vigilanza della Confederazione, che mantiene la responsabilità dell'esecuzione.

Capoverso 5: la possibilità di delegare a terzi compiti di verifica, controllo e vigilanza ha dato i suoi frutti e viene pertanto ripresa in maniera invariata dal diritto vigente.

Capitolo 13: Competenze e procedura

Art. 69 Competenze

L'autorità generale d'esecuzione della LEné presso la Confederazione è l'UFE (cpv. 1). Era già così nella maggior parte degli ambiti, ad esempio per quanto attiene alla concessione di aiuti finanziari (art. 57 segg.) o alla verifica del rispetto delle prescrizioni in materia di efficienza emanate in virtù dell'articolo 45 (come quelle inerenti all'etichettatura o alla commercializzazione). Ora l'UFE è competente anche per il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, per i nuovi contributi d'investimento (art. 28 e art. 29–31), per le convenzioni sugli obiettivi connesse al rimborso del supplemento rete (art. 42) e per le garanzie di origine (art. 10).

L'attuale LEné non regola in maniera completa le competenze per il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. L'attuale LEné prevede unicamente che sia la ElCom a decidere in caso di controversia. Ma data la necessità di adottare un numero considerevole di nuovi ordinamenti (senza che alla base vi sia una controversia), nell'ordinanza il Consiglio federale ha affidato l'esecuzione alla società nazionale di rete. In questo punto avviene ora un trasferimento di competenze all'UFE. Con ciò decade la competenza della ElCom – eccetto per il diritto transitorio.

Nondimeno, in virtù del *capoverso 4* la ElCom rimane competente per le controversie in merito all'obbligo generale, sussidiario di ritiro e di remunerazione (art. 17) fra due attori equivalenti. La ElCom deve anche vigilare sui fornitori di elettricità tenuti a pagare una sanzione per inadempienza degli obiettivi di efficienza affinché non la addossino ai consumatori finali (art. 52 cpv. 3). Questo compito della ElCom si limita, tuttavia, al servizio universale ai sensi della LAEl. Nel caso dei consumatori finali sul mercato libero dell'elettricità, un controllo di questo genere sarebbe estraneo al sistema.

L'UFE decide in merito all'indennizzo di determinate misure di risanamento adottate dalle centrali idroelettriche (cpv. 3).

La norma dell'attuale LEné sulla competenza dei tribunali civili per le controversie in materia di conteggio delle spese di riscaldamento e di acqua calda (art. 25 cpv. 3

LEne) viene stralciata. Ciò non perché la competenza venga meno, ma perché è di per sé già data (in virtù dell'ordinamento processuale civile); la menzione ha dunque un carattere puramente dichiaratorio.

Art. 70 Opposizione e ricorso delle autorità

Nell'esecuzione degli ambiti di cui al *capoverso 1* si tratta di procedure di massa. Per tale motivo è prevista l'opposizione, così che sia possibile correggere eventuali errori prima che si debba inoltrare ricorso al tribunale. Nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, il fatto di non dover adire immediatamente il tribunale ha già dato prova di validità. Contro le decisioni della società nazionale di rete si doveva dapprima adire la EICom.

Il *capoverso 2* disciplina i costi. Di norma la procedura d'opposizione è gratuita. Vi potrebbero essere eccezioni a questo principio ad esempio in caso di opposizione temeraria. Dal passaggio relativo al versamento delle spese ripetibili non si evince un diritto a queste ultime. L'UFE dispone però di un margine di apprezzamento, ad esempio in caso di procedure particolarmente complesse nelle quali già nella procedura di opposizione appare imprescindibile ricorso far capo a un rappresentante legale. Il passaggio enuncia però anche il carattere eccezionale di tale misura.

Art. 71 Espropriazione

L'articolo 71, che in determinati casi conferisce ai Cantoni il diritto di espropriazione, viene ripreso dalla legge vigente e adeguato in un unico punto a una modifica del diritto in materia di espropriazione. Si deve tuttavia ricorrere all'espropriazione soltanto laddove non sia possibile trovare una soluzione comune e non vi siano mezzi più lievi.

Capitolo 14: Disposizioni penali

Art. 72

Capoversi 1 e 2: oltre ai casi di violazione già sanciti dal diritto vigente, ora si rende punibile anche chi fornisce indicazioni inesatte o incomplete nell'ambito del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (art. 19), dei contributi d'investimento (art. 28), della riscossione e del rimborso del supplemento rete (art. 37 e art. 40) e degli obiettivi volti ad aumentare l'efficienza (art. 48). Nel quadro delle suddette fattispecie può trattarsi di importi considerevoli. A titolo preventivo, le attuali sanzioni vengono pertanto aumentate da 40 000 a 100 000 franchi (intenzionalità) e da 10 000 a 40 000 franchi (negligenza); le sanzioni devono avere un potere dissuasivo. Questi aumenti rispecchiano inoltre un allineamento alle altre leggi vigenti in ambito energetico (cfr. art. 55 LIE e art. 29 LAEI).

Art. 73

Capoverso 1: l'UFE è l'autorità competente per perseguire e giudicare le infrazioni alla legge sull'energia. La procedura si basa sulla legge federale del 22 marzo 1974 sul diritto penale amministrativo (DPA, RS 313.0).

Capoverso 2: in virtù dell'art. 7 DPA, a determinate condizioni è possibile rinunciare a provvedimenti d'inchiesta sproporzionati all'entità della pena e condannare al pagamento della multa l'azienda anziché le persone fisiche punibili. Nel caso concreto, ciò era finora possibile se la multa comminabile non superava 5000 franchi. In analogia alle multe per le persone fisiche l'importo viene aumentato a 20 000 franchi.

Capitolo 15: Disposizioni finali

Art. 74 Disposizioni transitorie relative al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità

La nuova regolamentazione inerente al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità dovrà essere introdotta con una certa cura. Per i gestori di impianti che aderiranno al sistema sotto la nuova legge, tutte le novità saranno immediatamente applicabili. Per i gestori che già aderiscono o volevano prendere parte al sistema attuale, solamente una parte delle novità sarà applicabile, a seconda che sia già stato avviato un rapporto o sia già stata fornita una conferma che renda necessario salvaguardare una relazione di fiducia motivata.

Per tre scenari di base sarà il legislatore a dover stabilire chi rientrerà nel vecchio e chi nel nuovo sistema di regole. L'*articolo 74* suddivide i gestori in tre gruppi principali: 1) coloro che hanno ricevuto dalla società nazionale di rete una conferma di inclusione nella lista d'attesa poiché il loro impianto soddisfa in linea di principio i criteri, ma non vi sono attualmente fondi disponibili; 2) coloro che hanno ricevuto dalla società nazionale di rete una decisione positiva, avanzando sulla lista d'attesa tanto che per il loro progetto i fondi ci sono e riceveranno la remunerazione per l'immissione di elettricità non appena l'impianto sarà in funzione; 3) coloro che ricevono già la remunerazione per l'immissione di elettricità.

Ai sensi del *capoverso 1*, per i gestori già inseriti nel sistema (gruppo 3) non vi saranno cambiamenti riguardo al diritto alla remunerazione per l'immissione di elettricità in quanto tale, soprattutto per quanto attiene all'importo e alla durata della remunerazione. Va tuttavia considerato che l'attuale diritto prevede già la possibilità di adeguare i tassi di remunerazione per gli impianti che già partecipano al sistema (cfr. art. 22 cpv. 4 lett. d). Di conseguenza, nemmeno per i gestori ai sensi del *capoverso 1* è possibile escludere che la remunerazione subirà delle modifiche. Le novità dovranno valere in linea di principio anche per l'esercizio regolare, ad esempio i requisiti minimi vigenti o le regole riguardanti un eventuale abbandono temporaneo del sistema (art. 19 cpv. 7 lett. e). Allo stesso modo, per questi gestori vige il diritto al consumo proprio di cui all'articolo 18 e la regolamentazione inerente ai tariffari di cui agli articoli 6 e 7 LAEL. Il principio secondo il quale ad essere applicabile è il nuovo diritto, non deve essere assoluto. Le regole che per loro natura e importanza non richiedono una validità assoluta non devono essere applicabili, tanto meno laddove prevalgono interessi contrari degni di protezione. Per questi casi il Consiglio federale prevederà eccezioni al principio di validità del nuovo diritto.

Capoverso 2: la decisione positiva ha instaurato con i rispettivi gestori (gruppo 2) una certa fiducia, ed essi vanno dunque adeguatamente tutelati. Ad essi gli inasprimenti sostanziali non sono pertanto applicabili. Per esempio, un gestore che abbia ricevuto una decisione positiva per il suo impianto a gas di depurazione potrà ancora

aderire al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, benché questo tipo di impianto sia ora escluso dal modello (art. 19 cpv. 5 lett. d).

Capoverso 3: la conferma che include un gestore nella lista d'attesa (gruppo 1) non è sufficiente a creare una base di fiducia meritevole di questo tipo di salvaguardia. Definendo un tetto massimo per i mezzi destinati alla remunerazione per l'immissione di elettricità, il legislatore non soltanto ha posto un limite alla spesa, ma ha implicitamente anche fatto salve eventuali modifiche del diritto. Il diritto a una remunerazione (alle condizioni attuali) sussisteva solamente nel quadro dei mezzi messi a disposizione, ma non oltre. Chi è solamente in possesso di una conferma di inclusione nella lista d'attesa o, addirittura, non è ancora annunciato deve dunque aspettarsi inasprimenti connessi al nuovo diritto, segnatamente l'esclusione dal modello di remunerazione per l'immissione di elettricità (art. 19 cpv. 5). Nondimeno, la nuova data di riferimento per i nuovi impianti non dovrà arrecare pregiudizio ai gestori con una conferma di inclusione nella lista d'attesa. Ai sensi del *capoverso 4*, per loro la data di riferimento continuerà ad essere il 1° gennaio 2006 come previsto dal diritto vigente.

Capoverso 5: non tutti i gestori che aderiranno al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità saranno tenuti a partecipare alla commercializzazione diretta di cui all'articolo 21. Ai gestori di determinati tipi di impianto il Consiglio federale può concedere di scegliere se parteciparvi o se ricevere una remunerazione corrispondente al prezzo di mercato di riferimento conformemente all'articolo 24. Questo diritto di scelta deve essere garantito anche ai gestori che partecipano già al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, a prescindere dal tipo di impianto. Dai gestori di determinati tipi di impianto si potrà tuttavia esigere che, trascorso un periodo di carenza di un paio d'anni, siano sottoposti al modello standard, ovvero alla commercializzazione diretta.

Art. 75 Disposizioni transitorie relative ad altri impieghi
del supplemento rete

Capoverso 1: la regola secondo la quale non è consentito avviare i lavori di costruzione prima che la remunerazione unica o il contributo d'investimento siano stati garantiti (art. 32) non ha senso per gli impianti già costruiti prima dell'entrata in vigore della nuova legge. Se si volesse applicare la regola anche a questi ultimi, si tratterebbe di una retroattività. Neanche gli impianti realizzati prima del 2013 (cfr. art. 74 cpv. 4) devono essere esclusi dagli aiuti per via della data di riferimento per i nuovi impianti. Per quelli con una conferma di inclusione nella lista d'attesa la data di riferimento è, pertanto, il 1° gennaio 2006.

Conformemente all'articolo 35 il grado di copertura massima dei rischi è portato al 60 per cento. Per evitare che in virtù di questo aumento i progetti geotermici siano avviati soltanto una volta entrato in vigore il nuovo diritto, il capoverso 2 deve consentire una rivalutazione delle decisioni successive al 1° agosto 2013 ai sensi delle prescrizioni del diritto precedente (art. 15a della legge sull'energia del 26 giugno 1998 e art. 17a e 17b nonché Appendice 1.6, n. 3.2 lett. f dell'ordinanza del 7 dicembre 1998 sull'energia, RS 730.01). Il diritto sussiste solamente nei casi al beneficio di una garanzia pari al 50 per cento dei costi computabili (tasso massimo ai sensi del diritto vigente). Il diritto alla rivalutazione decade sei mesi dopo l'entrata in vigore della nuova legge.

Per quanto concerne i «contratti vigenti» (cpv. 3 e 4), per i quali esiste pure una regolamentazione, si intende il vecchio cosiddetto finanziamento dei maggiori costi. Qui la disposizione transitoria attuale sarà mantenuta fino alla scadenza del regime.

Art. 76 Disposizioni transitorie relative al fondo per il supplemento rete e alla competenza

Capoverso 1: il fondo nel quale confluiscono i mezzi provenienti dal supplemento rete verrà insediato presso la Confederazione (art. 39). La «Fondazione RIC» che amministra attualmente i fondi perderà il suo scopo e verrà pertanto dissolta. Tutti i mezzi della fondazione saranno trasferiti al nuovo fondo riorganizzato. Il trasferimento dovrà avvenire in base a un rapporto di revisione.

Capoverso 2: l'esecuzione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità e la remunerazione unica per impianti fotovoltaici applicabile dal 1° gennaio 2014 passeranno dalla società nazionale di rete all'UFE. Questo richiede attività preparatorie che la società nazionale di rete dovrà appoggiare, nella misura in cui sia ragionevolmente esigibile. Anche dopo il cambiamento, durante un periodo transitorio la società nazionale di rete dovrà partecipare alla gestione fin tanto che la nuova struttura organizzativa dell'UFE non sarà funzionante.

5.2 Modifiche di altri atti normativi

5.2.1 Legge del 17 giugno 2005⁵⁷ sul Tribunale federale

Art. 83 lett. w Limitazione della possibilità di adire il Tribunale federale

Il nuovo articolo 83 lettera *w* da integrare nella LTF limita la possibilità di adire il Tribunale federale alle questioni di diritto d'importanza fondamentale in materia di normativa elettrica concernenti l'approvazione dei piani di impianti elettrici a corrente forte e di impianti elettrici a corrente debole. In tal modo si tiene conto della necessità di realizzare rapidamente impianti elettrici necessari per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico (in particolare le linee ad alta tensione). Una questione giuridica è ritenuta d'importanza fondamentale se non è mai stata giudicata, se la sua delucidazione potrà essere utile alla prassi e se essa riveste un'importanza tale da richiedere il giudizio di un massimo tribunale. Inoltre, una questione di tal genere dovrebbe essere assecondata anche qualora l'istanza precedente deroghi da una decisione pregiudiziale del Tribunale federale o vi sia l'occasione per rivedere o convalidare una prassi della giurisprudenza. La decisione se siano soddisfatte le premesse per un'entrata in merito sul ricorso spetta alla rispettiva corte nella composizione di tre giudici (art. 109 LTF). Questa perifrasi della limitazione della possibilità di ricorso a questioni di diritto d'importanza fondamentale trova già applicazione, in forma uguale o molto analoga, in altri ambiti giuridici. Il Tribunale federale ha sviluppato una prassi in materia che si è rivelata efficace e continuerà a perfezionarla in maniera uniforme per tutti gli ambiti giuridici interessati. Nel redigere gli atti il ricorrente risponde a un obbligo più severo di motivazione dell'istanza (art. 42 cpv. 2 LTF). Se, sulla base di questa prassi, egli non espone in modo chiaro

⁵⁷ RS 173.110

perché, nel caso specifico, vi sono da chiarire questioni di importanza fondamentale, il Tribunale federale non entrerà nel merito del ricorso.

5.2.2 **Legge federale del 23 dicembre 2011⁵⁸ sulla riduzione delle emissioni di CO₂**

Art. 2 cpv. 1

L'unica novità all'articolo 2 riguarda l'introduzione dell'abbreviazione «impianti di cogenerazione».

Art. 10–13, 44 e 49a

I nuovi articoli 10 e seguenti della legge sul CO₂ stabiliscono prescrizioni inerenti alla riduzione delle emissioni di CO₂ delle automobili. Questi articoli sono modificati a più livelli.

Alcune regolamentazioni vengono stralciate dalla legge poiché saranno disciplinate in seguito nell'ordinanza. Queste modifiche strutturali non comportano alcuna novità materiale.

Materialmente, in conformità con il diritto europeo, per le automobili è previsto un valore obiettivo più severo per gli anni successivi al 2015. Un obiettivo di questo tipo è già previsto dall'articolo 10 capoverso 3 della legge sul CO₂ vigente, ma non è ancora stato concretizzato.

Allo stesso tempo – anche qui in conformità con l'evoluzione del diritto europeo – vengono introdotti valori obiettivo anche per gli autotreni e i trattori a sella leggeri. In altri termini, il campo d'applicazione della legge viene esteso anche a questi veicoli. Questa attuazione del diritto dell'UE si riferisce ai valori riportati nel regolamento n. 443/2009 (per le autovetture)⁵⁹ e nel regolamento n. 510/2011 (per i veicoli commerciali leggeri)⁶⁰ relativi al 2020 (autovetture), al 2017 e al 2020 (veicoli commerciali leggeri). Attualmente le modalità di attuazione dei nuovi obiettivi sono ancora oggetto di dibattito politico nell'UE (proposta COM (2012) 393 final⁶¹ e proposta COM (2012) 394 final⁶²).

⁵⁸ RS **641.71**

⁵⁹ Regolamento (CE) n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri (GU L 140/1 5.6.2009).

⁶⁰ Regolamento (UE) n. 510/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 maggio 2011, che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni dei veicoli commerciali leggeri nuovi nell'ambito dell'approccio integrato dell'Unione finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri (GU L 145/1 31.5.2011).

⁶¹ Proposta della Commissione, dell'11 luglio 2012, di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica il regolamento (CE) n. 443/2009 al fine di definire le modalità di conseguimento dell'obiettivo 2020 di ridurre le emissioni di CO₂ delle autovetture nuove, COM 2012 393 final.

⁶² Proposta della Commissione, dell'11 luglio 2012, di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica il regolamento (CE) n. 510/2009 al fine di definire le modalità di conseguimento dell'obiettivo 2020 di ridurre le emissioni di CO₂ delle autovetture nuove, COM 2012 394 final.

Va considerato che la categoria «veicoli commerciali leggeri» utilizzata nel diritto europeo non esiste nel diritto svizzero. Per introdurre una regolamentazione il più possibile equivalente a quella europea, le relative norme del diritto UE devono essere applicabili nella legge sul CO₂ alle categorie «autofurgoni» e «trattori a sella leggeri». Le differenze che permangono tra la categoria di veicolo considerata nello spazio UE e la categoria di veicolo considerata nella normativa svizzera sono di lieve entità e pertanto sostenibili. In particolare, le prescrizioni sulle emissioni interessano tutti gli autofurgoni e i trattori a sella leggeri ai sensi del diritto svizzero con un peso totale fino a 3500 kg. Il campo d'applicazione del regolamento UE 510/2011 interessa, invece, gli autofurgoni leggeri fino a un peso totale di 3500 kg e a una massa di riferimento massima di 2610 kg, rispettivamente una massa di riferimento massima di 2840 kg per i veicoli ai quali viene estesa l'approvazione del tipo ai sensi dell'articolo 2 capoverso 2 del regolamento (CE) 715/2007⁶³. In Svizzera la massa di riferimento non è riportata sull'approvazione del tipo. Non essendo un punto di contatto idoneo, non può essere ripresa come criterio. Il campo d'applicazione in Svizzera, che ne risulta leggermente allargato, interessa meno del 2 per cento degli autofurgoni leggeri. Con questa leggera estensione del campo d'applicazione si assicura, tra l'altro, di non privilegiare nessun veicolo rispetto ai veicoli più leggeri soggetti alle prescrizioni sulle emissioni o al traffico pesante, soggetto alla tassa sul traffico pesante commisurata alle prestazioni.

Per la regolamentazione proposta sono fatti salvi – quale adeguamento al diritto UE – eventuali sviluppi derogatori in Europa. Sia per i valori obiettivo e le regole qui proposti, sia per le modalità d'attuazione da disciplinare in un secondo tempo in sede di ordinanza (introduzione graduale di valori obiettivo, obiettivi intermedi, trattamento speciale dei veicoli con livello di emissioni di CO₂ particolarmente basso e simili), si dovrà perseguire in tutti i casi una conformità alle regolamentazioni dell'UE.

Art. 10 Principio

Il *capoverso 1* definisce un nuovo valore obiettivo di emissioni entro il 2020 (95 g CO₂/km) per l'insieme delle automobili immatricolate per la prima volta.

Parallelamente, il *capoverso 2* introduce nuovi valori obiettivo anche per gli autofurgoni e i trattori a sella leggeri, segnatamente 175 g CO₂/km entro il 2017 e 147 g CO₂/km entro il 2020. I valori corrispondono, come già esposto, ai limiti per la riduzione delle emissioni di CO₂ vigenti nell'UE.

Il *capoverso 3* non contiene novità materiali di alcun genere. Viene inserito per illustrare esplicitamente che l'obiettivo per l'insieme delle automobili, nonché autofurgoni e trattori a sella leggeri ai sensi dei *capoversi 1* e *2* andrà raggiunto obbligando ogni importatore a ridurre le emissioni dei «propri» veicoli secondo un obiettivo calcolato individualmente.

⁶³ Regolamento (CE) n. 715/2007 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2007, relativo all'omologazione dei veicoli a motore riguardo alle emissioni dai veicoli passeggeri e commerciali leggeri (Euro 5 ed Euro 6) e all'ottenimento di informazioni sulla riparazione e la manutenzione del veicolo (GU L 171/1 29.6.2007).

Art. 10a Obiettivi intermedi, agevolazioni e deroghe

I capoversi 1 e 2 dell'articolo 10a sostituiscono svariate regolamentazioni di legge che sono state stralciate e che – sulla base di queste delegazioni – dovranno ora essere regolate in sede di ordinanza.

Fondandosi sul *capoverso 1* il Consiglio federale può prescrivere altri obiettivi che rafforzano gli obiettivi di cui all'articolo 10. Pertanto, può prescrivere ad esempio che un determinato valore per automobili e/o autofurgoni e trattori a sella leggeri sia vincolante già prima del 2020. Oppure può prescrivere che già prima del 2020 una determinata percentuale del parco di veicoli nuovi debba soddisfare i valori obiettivo per il 2020. Il *capoverso 1* crea in particolare le basi per introdurre in sede di ordinanza una regolamentazione equivalente all'attuale articolo 12 capoverso 3, che verrà stralciato dalla legge.

La competenza per emanare simili obiettivi intermedi va di pari passo con la competenza di emanare regolamentazioni d'eccezione relative a questi obiettivi intermedi.

Il *capoverso 2* conferisce al Consiglio federale la competenza di emanare disposizioni speciali atte ad agevolare il raggiungimento degli obiettivi durante una fase transitoria. Sono pensabili specificità calcolatorie come la considerazione peculiare dei veicoli con emissioni particolarmente basse (cfr. art. 12 cpv. 4 della legge sul CO₂ vigente) o prescrizioni per cui ad esempio dopo il 2020 non venga ancora considerato il 100 per cento del parco veicoli per il calcolo delle emissioni di CO₂ determinanti.

Il *capoverso 3* attribuisce al Consiglio federale la competenza di adottare regolamentazioni derogatorie al campo d'applicazione. Sono pensabili, in particolare, eccezioni minori legate a problemi d'esecuzione. Viene inoltre data la possibilità di escludere dal campo d'applicazione gli autofurgoni e i trattori a sella leggeri già soggetti alla tassa sul traffico pesante, qualora emergessero problemi per la loro integrazione nella prassi.

Il *capoverso 4* definisce, infine, che tutte le regolamentazioni emanate in virtù dei precedenti capoversi devono tenere in considerazione le norme dell'Unione europea.

Art. 10b Rapporto e proposte per un'ulteriore riduzione delle emissioni di CO₂

L'articolo 10b riprende sostanzialmente il diritto anteriore (cfr. art. 10 cpv. 2 e 3 della legge sul CO₂ vigente), limitandosi ad adeguare la terminologia e gli anni alle novità introdotte dall'articolo 10. Sancisce, inoltre, che il rapporto debba riferire anche su eventuali obiettivi intermedi.

Art. 11 Obiettivo individuale

Il contenuto dell'articolo 11 riprende sostanzialmente il diritto vigente e viene integrato con gli autofurgoni e i trattori a sella leggeri, dato che anch'essi saranno soggetti al raggiungimento di un obiettivo.

Il *capoverso 2 lettera a* omette intenzionalmente il criterio della «massa di riferimento». Nonostante il diritto UE consideri per i veicoli commerciali leggeri la massa di riferimento come grandezza di cui tenere conto nel metodo di calcolo, nel diritto svizzero, per ragioni amministrative (la massa di riferimento non è riportata sull'approvazione del tipo), essa costituisce un parametro inadeguato. Al suo posto,

per gli autofurgoni e i trattori a sella leggeri, in base alla regolamentazione per le automobili, bisogna optare per il peso a vuoto o il piano di appoggio.

In conformità all'ordinanza sulla riduzione delle emissioni di CO₂ delle automobili del 16 dicembre 2011, il *capoverso 3 secondo periodo* subisce una modifica redazionale.

Il *capoverso 4* presenta una rettifica: per valutare, ai sensi di questo capoverso, se si possa parlare di piccolo importatore o costruttore non è determinante il numero di veicoli importati oppure prodotti annualmente, ma il numero di veicoli messi in circolazione. Ciò corrisponde all'ordinanza, già attualmente più precisa (cfr. art 8 dell'ordinanza del 16 dicembre 2011 sulla riduzione delle emissioni di CO₂ delle automobili). Anche questo adeguamento non produce alcuna modifica dal punto di vista materiale.

Art. 12 Calcolo dell'obiettivo individuale e delle emissioni medie di CO₂

I *capoversi 1* e *2* dell'articolo 12 rimangono perlopiù invariati – eccezion fatta per l'introduzione degli autofurgoni e dei trattori a sella leggeri. In particolare, lo stralcio dei raggruppamenti dal *capoverso 1* non produce effetti materiali; questa indicazione separata risulta superflua grazie alla precisazione nell'articolo 11 capoverso 3, ossia attraverso la nuova equiparazione, formulata in maniera più generale, dei raggruppamenti di emissioni con i singoli importatori.

I *capoversi 3* e *4* vengono eliminati, poiché questi aspetti sono affrontati nelle norme di delegazione all'articolo 10a capoversi 1 e 2 e di conseguenza possono essere regolamentati dal Consiglio federale. Dal punto di vista contenutistico ciò non produce alcuna modifica; le attuali regolamentazioni devono essere riprese tali e quali nell'ordinanza.

Art. 13 Sanzione in caso di superamento dell'obiettivo individuale

L'*articolo 13* subisce notevoli modifiche a livello di importo delle sanzioni; viene creato un nuovo sistema di definizione della sanzione. Le sanzioni finora contemplate dalla legge corrispondevano agli importi in vigore nello spazio UE, convertiti in franchi svizzeri al corso di cambio di 1,5. Per reagire rapidamente alle eventuali fluttuazioni del cambio e, in tal senso, garantire un'esecuzione più equilibrata del diritto europeo, a livello di legge ci si limiterà a regolare una fascia di possibili importi per le sanzioni (cfr. *cpv. 1* modificato). Ai sensi del nuovo *capoverso 1^{bis}* l'importo effettivo della sanzione per il rispettivo anno (anno di riferimento) verrà invece ricalcolato annualmente. Ad essere determinanti sono esclusivamente gli importi vigenti nell'UE: pertanto, per calcolare e fissare la sanzione gli importi in euro vigenti nello spazio UE vengono convertiti in franchi svizzeri al cambio attuale (corso medio dell'anno precedente). Il Consiglio federale fisserà in sede di ordinanza le formule determinanti per il calcolo (formule per il calcolo del corso di cambio determinante e per il calcolo delle stesse sanzioni). Sulla base di queste formule, il DATEC calcolerà gli importi e le sanzioni per l'anno di riferimento e li pubblicherà prima dell'inizio del corrispondente anno. Trasferire al DATEC questa competenza appare opportuno in considerazione del carattere estremamente tecnico di questa procedura puramente calcolatoria.

La fascia di importi per le sanzioni prescritta dalla legge offre un margine per adattamenti a fluttuazioni del cambio euro-franco da un minimo di 1,10 a un massimo di

1,60. La prescrizione legale di una fascia mette altresì in chiaro che si dovrà dare seguito *solamente* ad oscillazioni dei cambi. Se l'UE dovesse introdurre nuovi importi per le sanzioni, spetterebbe al legislatore stabilire una nuova fascia.

I restanti adeguamenti introdotti sono esclusivamente la conseguenza di modifiche precedenti: inserimento di autofurgoni e trattori a sella leggeri, rinuncia alla citazione separata dei raggruppamenti poiché non più necessaria – data l'equiparazione generale con i singoli importatori o commercianti – e adeguamento dell'indicazione di un anno. Anche la sostituzione della regolamentazione speciale nel capoverso 2 con una norma di delegazione non si prefigge nessuna modifica di tipo materiale. La possibilità sancita dal capoverso 2 di ridurre la sanzione mira ancora in primo luogo a una regolamentazione speciale delle sanzioni per i casi in cui – ora in base a una disposizione dell'*ordinanza* – il calcolo delle emissioni medie di CO₂ consideri soltanto parte del *parco veicoli nuovi*; una regolamentazione del genere cela il rischio particolare di sfavorire i piccoli importatori, ed occorre tenerne conto.

Art. 22 cpv. 4

All'articolo 22, per migliorare e allineare la terminologia, il termine «potenza complessiva» è sostituito con il termine «potenza termica», tecnicamente più corretto; anche la cifra viene modificata di conseguenza (100 MW di potenza complessiva corrispondono a 125 MW di potenza termica).

Art. 29 Tassa sul CO₂ applicata ai combustibili

Il graduale abbandono dell'energia nucleare porta a un cambiamento nel mix di elettricità che, secondo la composizione, può comportare un aumento delle emissioni di CO₂ nella produzione di elettricità. Parallelamente, la legge sul CO₂ vuole ridurre entro il 2020 i gas serra emessi sul territorio nazionale di almeno il 20 per cento rispetto al 1990. Questo obiettivo corrisponde a una riduzione assoluta delle emissioni di gas a effetto serra pari a circa 10,6 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti (CO₂eq).⁶⁴

Sulla base di queste riflessioni, per garantire il raggiungimento degli obiettivi della legge sul CO₂ il nostro Collegio propone di aumentare la tassa sul CO₂, al fine di accrescerne l'effetto incentivante e contrastare rapidamente un ulteriore aumento delle emissioni di CO₂. Al raggiungimento degli obiettivi dovrà contribuire un potenziamento del Programma Edifici, per il quale sono previsti all'incirca 525 milioni di franchi all'anno (somma dei mezzi della Confederazione e dei Cantoni).

Art. 31–33

A seguito dell'introduzione di nuove regole per i gestori di impianti di cogenerazione forza-calore (impianti di cogenerazione), la struttura di questa parte della legge sul CO₂ subisce modifiche relativamente importanti. Vengono introdotte nuove rubriche, affinché le differenti categorie di aventi diritto alla restituzione della tassa così come le relative regole e procedure siano più chiare e distinguibili.

⁶⁴ Rapporto esplicativo dell'UFAM sul progetto preliminare per l'indagine conoscitiva dell'11 maggio 2012 concernente l'ordinanza sulla riduzione delle emissioni di CO₂ (RS 641.712), pag. 3.

Le rubriche evidenziano tre possibili casi di restituzione: (1) la restituzione alle imprese che hanno assunto l'impegno di ridurre le emissioni di gas serra (impegno di riduzione); (2) la restituzione ai gestori di impianti di cogenerazione che non partecipano al sistema di scambio di quote di emissioni (SSQE) né soggiacciono a un impegno di riduzione; (3) la restituzione in caso di utilizzo dei combustibili a scopo non energetico.

La nuova regolamentazione vera e propria, intesa ad ottimizzare le condizioni quadro per la produzione di elettricità da impianti di cogenerazione, è contenuta negli articoli 31a, 32a e 32b e consta di due parti: da un canto, nell'attuale regime per imprese soggette all'impegno di riduzione ai sensi del diritto vigente (cfr. la categoria 1 di cui sopra) viene introdotta una regola speciale per il caso in cui un'impresa di questo tipo gestisca un impianto di cogenerazione. In secondo luogo, viene introdotto un regime totalmente nuovo per i gestori di impianti di cogenerazione tenuti a pagare la tassa sul CO₂ in virtù del diritto vigente (cfr. la categoria 2 di cui sopra).

L'obiettivo è quello di migliorare le condizioni quadro per gli impianti di cogenerazione, affinché la regolamentazione di legge non sia più motivo di impedimento alla produzione di elettricità con questo tipo di impianto. Infatti, con l'attuale regime sul CO₂ spesso gestire un impianto di cogenerazione e immettere nella rete l'elettricità prodotta non è pagante, poiché la tassa applicata al combustibile supplementare necessario lo rende eccessivamente costoso. Nemmeno alle imprese esonerate dalla tassa in quanto soggette all'impegno di riduzione conviene estendere l'esercizio dell'impianto, giacché la maggior produzione di elettricità comporta un'emissione superiore di CO₂, ma se non compensano queste emissioni in eccesso mediante misure appropriate le imprese vengono sanzionate per mancato rispetto dell'impegno di riduzione assunto.

Art. 31 cpv. 1, 3, 4 e art. 32c

Le modifiche degli *articoli 31 capoverso 1 e 32c* sono solamente di tipo formale e concorrono a illustrare in maniera più chiara e sistematica le differenti categorie di restituzione. Il vecchio articolo 31 capoverso 1 lettera a diventa il nuovo articolo 32c, e il vecchio articolo 31 capoverso 1 lettera b diventa il nuovo articolo 31 capoverso 1.

Ai *capoversi 3 e 4* dell'articolo 31 viene unicamente ripreso il nuovo termine di «impegno di riduzione» introdotto al capoverso 1.

Art. 31a Imprese che gestiscono impianti di cogenerazione e si impegnano a ridurre le emissioni

Per le imprese soggette all'impegno di riduzione ai sensi dell'articolo 31 che gestiscono impianti di cogenerazione il nuovo articolo 31a stabilisce una regolamentazione speciale volta ad impedire che tali imprese rinuncino a una produzione maggiore – rispetto all'anno base 2012, determinante per l'impegno di riduzione – di elettricità da impianti di cogenerazione solamente perché temono una sanzione per il mancato rispetto dell'impegno di riduzione assunto.

In virtù del *capoverso 1*, questo tipo di impresa che produce un certo volume di elettricità da impianti di cogenerazione supplementare ha diritto – nella misura in cui l'impianto soddisfa esigenze specifiche (lett. a) – a un adeguamento proporzionale dell'impegno di riduzione. Poiché questo adeguamento comporta un certo onere, il

diritto non è applicabile a qualsiasi produzione supplementare, bensì a partire da una quantità che il Consiglio federale dovrà determinare (lett. b). La regolamentazione speciale non è applicabile, peraltro, all'elettricità prodotta per il consumo proprio, giacché quest'ultimo è già interamente contemplato dall'impegno di riduzione: in virtù del diritto attualmente vigente, per le emissioni supplementari connesse all'elettricità da impianti di cogenerazione non immessa nella rete vi è infatti un adeguamento dell'obiettivo dell'impresa.

A queste imprese altrimenti *integralmente* liberate (sulla base dell'impegno di riduzione), per i combustibili comprovatamente utilizzati per produrre la summenzionata elettricità supplementare viene, per contro, restituito provvisoriamente solo il 60 per cento della tassa sul CO₂ prelevata. Il rimanente 40 per cento viene restituito solamente se il gestore prova nei confronti della Confederazione di aver utilizzato mezzi a concorrenza di questo 40 per cento per misure volte ad aumentare l'efficienza energetica. Queste misure possono essere attuate nella propria impresa oppure presso imprese o impianti che prelevano elettricità o calore dall'impianto di cogenerazione (cpv. 2).

Ai sensi del *capoverso* 3, il Consiglio federale regola i requisiti che le misure di efficienza devono soddisfare. Può anche escludere determinate misure, segnatamente quelle attuate per soddisfare altri impegni o che hanno beneficiato di incentivi, o quelle il cui «valore» è già contemplato nel quadro di un altro strumento legislativo in materia di energia o CO₂ (come misure non addizionali in relazione all'impegno di riduzione). Per quanto attiene alla designazione delle misure ammissibili, probabilmente vi saranno questioni anche complesse e molto tecniche, per cui per taluni aspetti potrebbe essere opportuna anche una regolamentazione del DATEC. Affinché i gestori possano impiegare i mezzi nel modo più efficace, occorre lasciare loro la necessaria flessibilità temporale. Per tale motivo non è previsto nessun obbligo di adozione *annuale* di misure; il Consiglio federale definirà, tuttavia, il lasso di tempo entro il quale sarà necessario realizzare e comprovare le misure prima che il diritto alla restituzione si estingua (cpv. 3 lett. b).

Se le necessarie misure sono prese entro i termini previsti, anche il restante 40 per cento viene restituito. La restituzione avviene a carico delle spese correnti. I proventi della tassa che non possono essere restituiti perché entro il termine prescritto i gestori non hanno preso e comprovato misure di efficienza (sufficienti) sono distribuiti alla popolazione e all'economia conformemente all'articolo 36 (cpv. 4).

Art. 32 cpv. 1

Quale modifica riflessa, il rimando e la terminologia dell'articolo 32 capoverso 1 vengono adattati.

Art. 32a Gestori di impianti di cogenerazione aventi diritto

L'articolo 32a definisce quali gestori di impianti possono beneficiare delle condizioni quadro ottimizzate di cui alla sezione 3. Sono contemplati unicamente i gestori di impianti di cogenerazione che non partecipano all'SSQE né soggiacciono a un impegno di riduzione, ovvero coloro i quali non beneficiano già di un altro regime.

Inoltre, è contemplato soltanto l'esercizio di impianti che rientrano nel gruppo delle centrali termiche a combustibili fossili ai sensi dell'articolo 22, ovvero che non ricadono già nell'obbligo di compensazione sancito da quest'ultimo articolo. Oltre a ciò, gli impianti devono avere una potenza termica di almeno 1 MW e soddisfare i requisiti minimi energetici, ecologici o di altro genere previsti dal Consiglio federale. Si potrebbe pensare, in particolare, a un determinato grado minimo di efficacia.

Art. 32b Entità e condizioni della restituzione parziale

I *capoversi 1 e 2* regolano la possibile entità della restituzione. La nuova norma concerne qui – come già all'articolo 31a – in linea di principio unicamente i combustibili utilizzati per produrre *elettricità*: viene restituita soltanto la tassa sul CO₂ prelevata su questi combustibili, non però quella sui combustibili utilizzati per produrre calore («restituzione *parziale*»). Spetta al gestore dell'impianto di cogenerazione che ne fa richiesta comprovare che i combustibili sono stati impiegati in tal senso. In analogia al sistema di cui all'articolo 31a, il 40 per cento della tassa sul CO₂ prelevata viene restituito se il gestore può comprovare nei confronti della Confederazione di aver utilizzato mezzi a concorrenza di questo 40 per cento per misure volte ad aumentare l'efficienza energetica.

Il Consiglio federale disciplina i dettagli in merito alle misure di efficienza che i gestori degli impianti devono prendere e alle procedure. Nell'interesse di un'esecuzione quanto più semplice, cercherà di definire regole di validità possibilmente generale sia per le imprese con un impegno di riduzione (art. 31a), sia per i gestori di impianti di cogenerazione senza impegno di riduzione. Anche per i proventi della tassa che non possono essere restituiti si applicano le norme di cui all'articolo 31a.

Art. 33

Essendo stato aggiunto un nuovo titolo di sezione, la rubrica dell'articolo 33 viene stralciata.

Art. 34 Riduzione delle emissioni di CO₂ degli edifici

In futuro i proventi della tassa sul CO₂ dovranno servire per promuovere provvedimenti di riduzione *a lungo termine* delle emissioni di CO₂ degli edifici. La prospettiva del lungo termine espressamente menzionata consente anche la promozione di misure dirette e indirette negli edifici per gli ambiti quali l'efficienza elettrica, l'elettricità da energie rinnovabili, l'informazione e la consulenza. In avvenire si prevede una crescita del consumo di elettricità da produzione non CO₂ neutrale. Per tale motivo, le attuali misure di riduzione del consumo di energia elettrica sono utili anche per ridurre a lungo termine le emissioni di CO₂.

La promozione viene semplificata e vengono eliminate le sovrapposizioni tra legge sul CO₂ e legge sull'energia. In questo modo, l'intero importo derivante dalla destinazione parzialmente vincolata della tassa sul CO₂ può essere utilizzato per finanziare misure nell'ambito dell'impiego dell'energia e del recupero del calore residuo negli edifici ai sensi degli articoli 53, 54 e 56 D-LEne. Vi rientrano misure quali la promozione della consulenza, della formazione e dell'efficienza energetica o l'impiego delle energie rinnovabili nel settore degli edifici e degli impianti domestici.

I proventi sono distribuiti integralmente attraverso le procedure correnti, con contributi globali ai Cantoni conformemente all'articolo 58 D-LEne. Inoltre, a complemento delle condizioni di cui all'articolo 58 D-LEne i contributi globali sono versati unicamente ai Cantoni che hanno adottato programmi per incentivare il risanamento energetico dell'involucro degli edifici e la sostituzione di riscaldamenti elettrici a resistenza o di riscaldamenti a nafta esistenti. Nel definire tali programmi i Cantoni devono garantire la conformità alle disposizioni vigenti del modello d'incentivazione armonizzato dei Cantoni.

Inoltre, il quoziente di finanziamento è definito in altro modo rispetto all'articolo 58 capoverso 1 D-LEne: i contributi globali provenienti dai proventi a destinazione parzialmente vincolata possono essere superiori e al massimo raddoppiare il credito annuo autorizzato dal Cantone per lo stesso scopo. Quindi, i programmi cantonali nell'ambito degli edifici possono essere finanziati fino a due terzi mediante contributi globali.

Qualora i mezzi messi a disposizione dai Cantoni ammontino a meno di un nono dei proventi della tassa sul CO₂, i proventi della destinazione parzialmente vincolata non utilizzati sono distribuiti alla popolazione e all'economia.

Viene eliminato il precedente termine di concessione degli aiuti finanziari ai Cantoni sino alla fine del 2019.

L'ordinanza dovrà essere completata con una nuova disposizione relativa alla copertura delle spese d'esecuzione, adattando in particolare la regolamentazione attuale alle nuove responsabilità delle autorità federali definite nel quadro della presente revisione della legge sul CO₂.

Art. 44 False dichiarazioni sui veicoli

La nuova rubrica dell'articolo 44 evidenzia come la disposizione penale in caso di false dichiarazioni si applichi anche agli importatori (e costruttori) di autoveicoli e trattori a sella leggeri, anch'essi ora soggetti agli obblighi.

Art. 49a Disposizione transitoria della modifica del ...

La disposizione transitoria stabilisce che, in deroga all'articolo 10b capoverso 1, per gli autoveicoli e i trattori a sella leggeri il rapporto debba essere presentato per la prima volta nel 2019. Per la scarsa esperienza con le nuove misure introdotte, sarebbe infatti poco ragionevole redigere un rapporto prima di tale termine.

Viene inoltre regolato il passaggio dal vecchio al nuovo sistema di ripartizione dei proventi della tassa sul CO₂ ai sensi dell'articolo 34. Per evitare continui «stop and go» nella promozione delle misure di risanamento degli edifici, aumentare la sicurezza pianificatoria e assicurare una transizione possibilmente fluida, i proventi della tassa sul CO₂ percepiti sino a fine 2015 saranno distribuiti come previsto dal diritto vigente. I proventi a destinazione vincolata della tassa sul CO₂ percepiti nel 2016 dovranno poter essere ancora destinati, a concorrenza di 100 milioni di franchi, agli accordi programmatici con i Cantoni di cui all'articolo 34 capoverso 2 lettera a nella versione attuale. Ma per evitare che la Confederazione debba far fronte ad impegni non garantiti ai sensi del diritto precedente, gli accordi programmatici con i Cantoni stipulano che questi ultimi non possano impegnare capitali destinati a misure di promozione eccedenti questa soglia di 100 milioni di franchi. Degli eventuali impe-

gni eccedenti rispondono esclusivamente i Cantoni. L'utilizzo dei proventi della tassa sul CO₂ percepiti dopo questo termine si orienta integralmente al nuovo diritto.

In virtù dell'ordinanza sul CO₂ attualmente in vigore, per l'esecuzione del programma di risanamento i Cantoni vengono indennizzati con il 6,5 per cento al massimo degli aiuti finanziari accordati. Questa soglia massima è intesa come media sull'intera durata del programma, ossia – ai sensi dell'attuale legge sul CO₂ – sino a fine 2019. In caso di conversione anticipata del finanziamento, anche l'indennizzo dei costi di esecuzione dovrà essere ridefinito.

5.2.3 Legge del 22 giugno 1979⁶⁵ sulla pianificazione del territorio

Art. 8b Contenuto del piano direttore nel settore dell'energia

L'utilizzo di energie rinnovabili deve divenire parte integrante dei piani direttori cantonali, per lo meno per le tecnologie di rilevanza maggiore, dunque innanzitutto la forza idrica ed eolica. Disposizioni in materia di pianificazione del territorio sono, invece, inutili per gli impianti fotovoltaici su edifici esistenti. La norma del piano direttore prescrive soltanto la designazione di territori adeguati per la realizzazione di progetti energetici e non di quelli che non vi si prestano. L'inserimento nei piani direttori di «zone d'esclusione energetica» sarebbe, peraltro, estraneo al sistema. Se un piano direttore specifica dei territori degni di tutela, l'esigenza di protezione deve essere trasversale, ovvero riferita ai progetti infrastrutturali ed edilizi di qualsiasi genere, e non settoriale, riferita cioè soltanto ai progetti energetici. Il progetto (art. 11 D-LEne) può, invece, specificare zone di esclusione energetica, giacché pone l'accento per l'appunto sull'energia.

Il progetto di sviluppo delle energie rinnovabili ai sensi dell'articolo 11 D-LEne funge da base e da linee guida per l'inserimento nei piani direttori. Tuttavia, il progetto, in particolare la sua parte cartografica, non deve essere applicato alla lettera nei piani direttori. Secondo il principio «Comply or explain», i Cantoni devono poter derogare dal progetto, ma le deroghe devono essere opportunamente motivate. Una designazione cartografica precisa delle sezioni di corsi d'acqua può risultare difficile; laddove fosse impossibile, vanno indicati almeno dei criteri d'ubicazione.

In una futura revisione più ampia della LPT gli aspetti che devono confluire nei piani direttori verranno presumibilmente estesi. Probabilmente, anche il nuovo articolo 8b sull'energia dovrà essere completato, per concretizzare ad esempio il fabbisogno di spazio per l'ampliamento della rete.

5.2.4

Legge federale del 22 dicembre 1916⁶⁶ sull'utilizzazione delle forze idriche

Art. 60 cpv. 3^{ter}

Per le centrali idroelettriche bisogna prevedere una procedura semplificata per i progetti di impianti limitati localmente che concernono pochi interessati chiaramente individuabili ed hanno nel complesso un impatto ridotto. Tali progetti sono contraddistinti da una ridotta complessità e da scarsi effetti esterni, il che rende possibile una semplificazione. Per i progetti di utilizzazione delle forze idriche di competenza della Confederazione è prevista, già da una decina d'anni, una procedura semplificata (art. 62h LUF) che si differenzia in particolare per quanto riguarda la pubblicazione. Si tratta di una procedura affermata. Oltre alla concessione, vengono rilasciate a livello di Confederazione anche tutte le altre autorizzazioni (art. 62 LUF).

L'intervento di semplificazione della procedura da parte dei Cantoni riguarda principalmente il rilascio della concessione. In molti Cantoni la procedura complessiva per la realizzazione di una centrale idroelettrica si sviluppa su due livelli: in una prima fase (rilascio della concessione) vengono chiarite le questioni principali ed eventualmente problematiche. Nella seconda fase (che comprende in particolare la licenza di costruzione) spesso restano solo da affrontare alcuni aspetti secondari. Naturalmente i Cantoni sono liberi non solo di semplificare la parte della procedura inerente alla concessione, ma anche ad esempio di prevedere una procedura condensata ove vengono chiariti tutti gli aspetti e prese tutte le decisioni necessarie.

Già nell'articolo 60 vigente la Confederazione prescrive ai Cantoni diverse disposizioni inerenti alla procedura. Con il nuovo progetto i Cantoni ottengono un certo margine di manovra per l'attuazione. Qualora i Cantoni, così come già la Confederazione, introducessero semplificazioni riguardanti in particolare la pubblicazione, ciò non sarebbe in contraddizione con l'obbligo generale di pubblicazione giusta il *capoverso 2* dell'attuale articolo 60. Ma i diretti interessati devono poter far valere interamente i propri diritti, come fare opposizione o presentare domande di indennizzo.

5.2.5

Legge federale del 21 marzo 2004⁶⁷ sull'energia nucleare

Il 25 maggio 2011 il nostro Collegio ha deciso che in Svizzera deve continuare a essere garantita un'elevata sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, pur rinunciando a medio termine all'energia nucleare. Siamo dell'avviso che le centrali nucleari esistenti vadano disattivate alla fine del loro ciclo di vita e non sostituite da altre centrali nucleari.

Il Consiglio degli Stati il 28 settembre 2011 e il Consiglio nazionale il 6 dicembre 2011 hanno deciso di accogliere tre mozioni aventi per oggetto l'abbandono dell'energia nucleare⁶⁸ in una versione modificata rispetto alla forma originaria⁶⁹:

⁶⁶ RS 721.80

⁶⁷ RS 732.1

⁶⁸ Mo. Gruppo dei Verdi 11.3257 Abbandonare il nucleare; Mo. Gruppo BD 11.3426 Nessuna nuova autorizzazione di massima per la costruzione di centrali nucleari; Mo. Schmidt Roberto 11.3436 Abbandono graduale dell'energia nucleare.

⁶⁹ Boll. Uff. 2011 S 972 segg.

Il nostro Collegio è stato incaricato di sottoporre un avamprogetto di legge al fine di modificare la legislazione nel modo seguente:

1. Non possono essere rilasciate autorizzazioni di massima per la costruzione di nuove centrali nucleari.
- 1^{bis}. La legge federale del 21 marzo 2003 sull'energia nucleare deve essere modificata di conseguenza. Non viene emanato alcun divieto tecnologico.
2. Le centrali nucleari che non soddisfano più le prescrizioni di sicurezza devono essere immediatamente disattivate.
3. Viene presentata una Strategia energetica globale al fine di garantire, tra le altre cose, il soddisfacimento del fabbisogno futuro di elettricità senza ricorrere all'energia nucleare e mediante un approvvigionamento elettrico il più possibile indipendente dall'estero, senza incidere nel complesso negativamente sulla piazza economica e di ricerca della Svizzera. La promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica viene intensificata in maniera mirata.
4. Continuano a essere sostenute formazione, insegnamento e ricerca nell'ambito di tutte le tecnologie energetiche in Svizzera e a livello di cooperazione internazionale.
5. Il Consiglio federale riferisce periodicamente sugli sviluppi della tecnologia e sull'attuazione della Strategia energetica e presenta domande di modifiche legislative e programmi. In particolare esso presenta rapporti periodici sugli sviluppi della tecnologia nucleare. In tal senso il Consiglio federale prende posizione in particolare su questioni inerenti alla sicurezza, allo smaltimento delle scorie radioattive, alle conseguenze economiche e di politica ambientale e climatica.

Di seguito vengono illustrate le disposizioni mediante le quali devono essere attuate le mozioni e il divieto di ritrattamento con possibilità di deroga per scopi di ricerca proposto dal nostro Collegio.

Art. 9

La moratoria contenuta nell'articolo 106 capoverso 4 della LENu recita: *«Per dieci anni a decorrere dal 1° luglio 2006 è vietata l'esportazione di elementi combustibili esausti a scopo di ritrattamento. Durante questo periodo, essi devono essere smaltiti come scorie radioattive. Il Consiglio federale può prevedere eccezioni a scopo di ricerca; si applica per analogia l'articolo 34 capoversi 2 e 3. L'Assemblea federale può prorogare di dieci anni al massimo il termine decennale mediante decreto federale semplice»*.

Qualora la LENu non venisse modificata, la moratoria terminerebbe il 30 giugno 2016 e quindi sarebbe nuovamente possibile l'esportazione di elementi combustibili esausti a scopo di ritrattamento. Si pone dunque la questione se autorizzare o vietare il ritrattamento oppure se prorogare la moratoria.

I sostenitori del ritrattamento affermano che il plutonio sia maggiormente controllabile se viene estratto nel ritrattamento e riutilizzato in elementi combustibili a ossido misto (MOX). Gli oppositori obiettano che con il ritrattamento il plutonio viene separato e quindi è più facilmente accessibile, vengono rilasciate sostanze radioattive nell'aria e nell'acqua e complessivamente sono necessari più trasporti.

Queste motivazioni hanno indotto il Consiglio federale, nel suo messaggio concernente la LEnu, a proporre un divieto alle Camere federali⁷⁰. Durante il dibattito sulla LEnu il ritrattamento ha costituito uno dei punti politicamente più controversi. Infine le Camere federali hanno scelto una posizione di compromesso tra il divieto e l'autorizzazione al ritrattamento: una moratoria di dieci anni.

Con le decisioni del Consiglio federale e delle Camere federali circa l'impiego dell'energia nucleare la situazione politica iniziale è cambiata. Già nel messaggio sulla LEnu del 2001 il Consiglio federale si era espresso a favore di un divieto del ritrattamento. Le motivazioni di allora restano valide anche oggi. Inoltre in Svizzera non vi sarebbe alcuna possibilità di realizzare un impianto di ritrattamento. Pertanto non è sostenibile consentire il ritrattamento, se questo viene effettuato altrove. In proposito tutti gli elementi combustibili trasferiti dai gestori di centrali nucleari svizzere negli impianti di ritrattamento francesi e inglesi prima dell'entrata in vigore della LEnu sono stati ritrattati. Pertanto si propone un divieto di ritrattamento (*cpv. 1*).

Secondo l'articolo 34 capoversi 3 e 4 le scorie radioattive possono essere esportate in via eccezionale e nel rispetto di ulteriori condizioni a scopo di condizionamento e di immagazzinamento. In questo caso il gestore, nel suo contratto con il destinatario, deve garantire che tali scorie giungano al ritrattamento secondo questo iter e non per scopi diversi da quelli previsti.

Secondo il *capoverso 2* il Consiglio federale può prevedere eccezioni al divieto di ritrattamento o di esportazione a fini di ritrattamento. Ciò riguarda in particolare la ricerca internazionale sulla trasmutazione, ossia la procedura per la trasformazione delle scorie altamente attive e a vita lunga in scorie a vita breve. Questi lavori di ricerca non riguardano le scorie radioattive, bensì i materiali nucleari. Infatti sono considerate scorie radioattive soltanto le sostanze radioattive o i materiali radioattivamente contaminati *che non sono ulteriormente utilizzati* (art. 3 lett. i LEnu). Pertanto ai fini dei movimenti transfrontalieri di tali materiali nucleari non si applicano le disposizioni dell'articolo 34 LEnu, bensì esclusivamente quelle dell'articolo 6 segg. LEnu. L'eccezione prevista al *capoverso 2* consente di proseguire l'attuale ricerca e soddisfare la richiesta delle Camere federali di non applicare alcun divieto tecnologico per l'energia nucleare.

Art. 12, rubrica e cpv. 4

L'attuazione della decisione delle Camere federali inerente all'abbandono dell'energia nucleare presuppone una modifica dell'articolo 12 LEnu va adottata una formulazione allineata alla decisione di abbandono e alla terminologia della LEnu. Nel presente caso la formulazione può essere ripresa dalla decisione circa l'abbandono del nucleare.

Secondo la terminologia settoriale i reattori di ricerca non sono considerati centrali nucleari. Viene quindi lasciata aperta la possibilità di costruire reattori di ricerca. Secondo l'attuale prospettiva si tratta in particolare della ricerca riguardante i reattori a fusione e i cosiddetti impianti di trasmutazione che possono essere realizzati per ridurre le scorie radioattive a lunga vita. In tal modo può proseguire anche la ricerca esistente. Inoltre viene soddisfatta la richiesta delle Camere federali secondo cui non deve sussistere un divieto tecnologico per l'energia nucleare.

⁷⁰ FF 2001 2349, in particolare pag. 2419 seg. e pag. 2450 seg.

Le restanti disposizioni inerenti all'autorizzazione di massima non necessitano di modifiche, ad eccezione dell'articolo 106. Per costruire e gestire un impianto nucleare occorre un'autorizzazione di massima (art. 12 segg. e art. 42 segg. LENu). Gli impianti nucleari sono definiti nell'articolo 3 lettera d LENu e non comprendono solamente strutture per l'impiego dell'energia nucleare, bensì anche e in particolare depositi in strati geologici profondi. L'autorizzazione di massima costituisce inoltre la base per l'esercizio degli impianti nucleari esistenti. Ciò riguarda attualmente solo il deposito intermedio Würenlingen AG (ZWILAG; per le centrali nucleari esistenti non erano necessarie autorizzazioni di massima).⁷¹

Nella numero 2 delle mozioni si richiede che il Consiglio federale proponga una regolamentazione giuridica riguardante l'immediata disattivazione delle centrali nucleari che non soddisfano più le prescrizioni di sicurezza. Tale fattispecie tuttavia è già oggi regolamentata (art. 22 cpv. 3 e art. 72 LENu; art. 44 dell'ordinanza del 10 dicembre 2004⁷² sull'energia nucleare, OENu; ordinanza del DATEC del 16 aprile 2008⁷³ sulla metodica e le condizioni marginali per la verifica dei criteri per la messa fuori servizio temporanea di centrali nucleari). Non è pertanto necessaria una regolamentazione supplementare.

Art. 106 cpv. 1^{bis} e 4

Le centrali nucleari esistenti non dispongono di un'autorizzazione di massima. Ai sensi del vigente articolo 106 capoverso 1, «gli impianti nucleari in esercizio che secondo la presente legge necessitano di un'autorizzazione di massima possono essere mantenuti in esercizio senza la corrispondente autorizzazione fintantoché non siano apportate modifiche che a norma dell'articolo 65 capoverso 1 richiedono una modifica dell'autorizzazione di massima». In virtù dell'articolo 65 capoverso 1 lettera b, il rinnovo sostanziale di una centrale nucleare esistente, in particolare con la sostituzione del contenitore pressurizzato del reattore, volto a prolungare in modo significativo la durata dell'esercizio, non è compatibile con la decisione inerente all'abbandono dell'energia nucleare. Ugualmente è da escludere che possano essere modificati lo scopo (utilizzo di elettricità o calore) o le caratteristiche (sistema di reattori, categoria di potenza e sistema principale di raffreddamento, cfr. art. 14 cpv. 2 lett. a) di centrali nucleari esistenti, il che richiederebbe il rilascio di un'autorizzazione di massima ai sensi dell'articolo 65 capoverso 1 lettera a. Pertanto, non dovranno più essere rilasciate autorizzazioni di massima non soltanto per la costruzione di centrali nucleari, ma anche per modifiche sostanziali a centrali nucleari esistenti (*art. 106 cpv. 1^{bis}*). L'articolo 106 capoverso 1 è rilevante anche per altri impianti nucleari come le centrali nucleari che attualmente non dispongono dell'autorizzazione di massima, ma che, conformemente alla LENu, necessiterebbero di tale autorizzazione. Ciò vale potenzialmente e in special modo per le modifiche agli impianti di ricerca.

Il *capoverso 4* va stralciato poiché nell'articolo 9 proposto viene introdotto il divieto di ritrattamento in sostituzione della moratoria prevista dal vigente art. 106 capoverso 4.

⁷¹ L'autorizzazione di massima per lo ZWILAG è stata rilasciata dal Consiglio federale il 23 giugno 1993. Le centrali nucleari Beznau 1 e 2, Mühleberg, Gösgen-Däniken e Leibstadt dispongono di una licenza di sito (secondo il diritto anteriore).

⁷² RS 732.11

⁷³ RS 732.114.5

5.2.6

Legge del 24 giugno 1902⁷⁴ sugli impianti elettrici

Art. 3^{bis}

Emolumenti dell'Ispektorato federale degli impianti a corrente forte

In virtù dell'ordinanza sull'Ispektorato federale degli impianti a corrente forte del 7 dicembre 1992⁷⁵, l'Ispektorato federale degli impianti a corrente forte (ESTI) percepisce emolumenti per le decisioni, i controlli e le prestazioni effettuati. L'incipit di questa ordinanza cita l'articolo 4 della legge federale del 4 ottobre 1974⁷⁶ a sostegno di provvedimenti per migliorare le finanze federali, tuttavia abrogato con effetto dal 1° gennaio 2005. In mancanza di una regolamentazione specifica degli emolumenti nella legge sugli impianti elettrici, come base generale per la riscossione da parte dell'Amministrazione federale trova attualmente applicazione l'articolo 46a della legge del 21 marzo 1997⁷⁷ sull'organizzazione del Governo e dell'Amministrazione. Con l'articolo 3^{bis} viene ora introdotta nella legge sugli impianti elettrici una regolamentazione di diritto speciale che conferisce al Consiglio federale l'autorità per emanare disposizioni relative alla riscossione di emolumenti adeguati per le prestazioni fornite dall'Amministrazione federale e dall'Ispektorato. Si tratta in primo luogo di «decisioni» e «controlli», mentre la terza categoria delle «prestazioni» copre le attività che non sfociano in una decisione, ma causano un dispendio all'Amministrazione federale o all'Ispektorato (come il ritiro di una domanda di approvazione di un progetto già elaborata dall'Ispektorato). Il *capoverso 2* enumera, in maniera non esaustiva, gli oggetti che il Consiglio federale deve regolare. I principi costituzionali della copertura dei costi e dell'equivalenza limitano il quadro.

Art. 16 cpv. 5 Termine per l'evasione della procedura inerente a un piano settoriale

L'articolo 16 capoverso 5 della legge sugli impianti elettrici prevede per le autorità preposte alla procedura un termine massimo di due anni per l'elaborazione del piano settoriale. Si tratta tecnicamente di un termine ordinatorio entro il quale la procedura deve essere conclusa. Nel caso non venga rispettato, i soggetti interessati possono presentare ricorso per ritardata giustizia. Per contro, gli atti dell'autorità eseguiti dopo la scadenza del termine restano comunque validi. Va però ricordato che l'autorità preposta alla procedura può esercitare un influsso solo limitato sui soggetti partecipanti alla procedura (in particolare i Cantoni, i richiedenti, autorità specialistiche interne all'amministrazione). L'autorità preposta non può essere resa responsabile di eventuali ritardi nella procedura dipendenti da tali soggetti, un ricorso per ritardata giustizia sarebbe immotivato. Spetta al Consiglio federale stabilire delle scadenze per le singole fasi procedurali.

Art. 16a^{bis}

Termine per l'evasione di una procedura di approvazione dei piani

L'articolo 16a^{bis} della legge sugli impianti elettrici proposto stabilisce un termine massimo per l'evasione di una procedura di approvazione dei piani. L'autorità direttiva deve prendere una decisione entro due anni dalla presentazione della domanda. Questo termine ordinatorio è volto a favorire un sollecito trattamento delle

⁷⁴ RS 734.0

⁷⁵ RS 734.24

⁷⁶ RS 611.010

⁷⁷ RS 172.010

domande e migliorare la sicurezza della pianificazione per il richiedente. Il Consiglio federale può stabilire ulteriori scadenze per le singole fasi procedurali.

5.2.7 Legge del 23 marzo 2007⁷⁸ sull'approvvigionamento elettrico

Art. 6 cpv. 4 e art. 7 cpv. 3

Il vigente articolo 7 capoverso 3 LEn tutela i produttori che al tempo stesso sono anche acquirenti di energia: a loro non sono applicabili prezzi d'acquisto diversi da quelli applicati ad altri acquirenti comparabili. Oggigiorno questa disposizione è rilevante soltanto nel settore dell'elettricità.

Per tale motivo questa disposizione si ritrova ora nella LAEl, all'articolo 6 capoverso 4 e all'articolo 7 capoverso 3. Il divieto di discriminazione concretizza l'adeguatezza della tariffa dell'elettricità, rispettivamente della componente tariffaria relativa alla fornitura di energia, ivi disciplinata e intende impedire che i gestori di rete cerchino di compensare eventuali perdite di fatturato e mancati guadagni dovuti al consumo proprio aumentando i prezzi dell'elettricità. Secondo la sistematica della LAEl, il divieto di discriminazione è limitato in due sensi: da un canto vale solamente per la componente tariffaria relativa alla fornitura di energia, non per i costi di utilizzazione della rete (regolati dall'articolo 14 LAEl); dall'altro, il divieto di discriminazione si applica solamente ad acquirenti e produttori non presenti sul mercato libero dell'elettricità, giacché su un mercato liberalizzato le prescrizioni sui prezzi non sono più legittime.

Art. 14 cpv. 3 lett. c

Ai sensi dell'articolo 14 capoverso 1 LAEl, i costi di utilizzazione della rete comprendono i costi di rete computabili di cui all'articolo 15 LAEl così come i tributi e le prestazioni agli enti pubblici. Questi costi sono sostenuti unicamente dai consumatori finali, ovvero gli acquirenti di elettricità (art. 14 cpv. 2 LAEl, ossia il cosiddetto principio di prelievo) e sono solidali per ogni comprensorio (art. 5 cpv. 1 in combinato disposto con l'art. 14 cpv. 3 lett. c LAEl). Non partecipa ai costi di rete, invece, chi produce elettricità e la immette nella rete o la utilizza per il consumo proprio.

Durante la procedura di consultazione è emerso il timore che il consumo proprio (art. 19) possa indebolire la solidarietà dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete: i consumatori finali che utilizzano elettricità autoprodotta ne prelevano meno dalla rete, e in virtù del principio di prelievo questo minor ritiro significa che contribuiscono in misura minore ai costi della rete nel loro comprensorio. A tariffe invariate i gestori di rete subiscono perdite di entrate per le quali saranno chiamati a rispondere gli altri consumatori finali.

L'articolo 14 capoverso 3 lettera c specifica pertanto che il corrispettivo per l'utilizzazione della rete debba orientarsi al profilo dell'acquisto. Da un canto viene così esplicitato il principio di prelievo, dichiarando il prelievo di elettricità dalla rete fondamentalmente determinante per la tariffa relativa all'utilizzazione della rete. Ciò

⁷⁸ RS 734.7

esclude a sua volta che i corrispettivi per l'utilizzazione della rete si basino sul profilo di consumo (che comprenderebbe anche l'elettricità autoprodotta e utilizzata, non prelevata dalla rete) o su altre circostanze (come l'immissione di elettricità). D'altro canto, fondandosi sul profilo di prelievo è possibile creare gruppi di clienti con tariffe differenti secondo il principio di causalità (cpv. 3 lett. a). Il profilo di prelievo può tenere conto del prelievo totale, delle punte di prelievo che concorrono a sovraccaricare la rete o della potenza di allacciamento. La formazione di un proprio gruppo di clienti sotto questi punti di vista è ammessa laddove il profilo di prelievo dei consumatori finali diverge considerevolmente da quello di consumatori finali comparabili. La formazione di un gruppo di clienti peculiare con una tariffa propria fra i consumatori finali propri è ipotizzabile in particolare ove i loro prelievi di elettricità dalla rete siano molto contenuti, ma questa elettricità sia impostata al prelievo massimo possibile e si verifichino periodicamente punte di carico molto elevate. Se i costi così cagionati non vengono adeguatamente coperti dalla «normale» tariffa di utilizzazione della rete sulla quantità di elettricità prelevata, la creazione di un gruppo di clienti a parte è giustificata.

Nel singolo caso la decisione se la creazione di un gruppo di clienti a parte con una propria tariffa di utilizzazione della rete sia giustificata o meno spetta, in ultima analisi, alla ElCom conformemente all'articolo 22 LAEl.

Art. 15 Costi di rete computabili

Nel *capoverso 1* dell'articolo 15 sono stati integrati, in un secondo periodo, i costi d'esercizio e i costi del capitale dei sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore prescritti per legge finale (cfr. nel dettaglio l'art. 17a LAEl). In questo modo viene regolamentato il finanziamento dell'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale. I costi di tale introduzione, segnatamente i costi di acquisto, installazione ed esercizio di questi sistemi di misurazione, sono considerati in tutti i casi costi di rete computabili e possono essere pertanto conteggiati attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete e traslati ai clienti finali.

Ad essere regolata esplicitamente è soltanto la computabilità dei costi d'esercizio e del capitale di sistemi di misurazione intelligenti *installati presso il consumatore finale*. Secondo la nuova regolamentazione, i costi di questi sistemi di misurazione sono sempre computabili. Non si fa, per contro, alcun riferimento ai costi di altri sistemi di misurazione, intelligenti o tradizionali. La loro computabilità continua dunque ad essere valutata ai sensi dell'articolo 15 capoverso 1 primo periodo LAEl: sono considerati computabili (solamente) «i costi d'esercizio e i costi del capitale di una rete sicura, performante ed efficiente».

Nel testo di legge sono indicati come computabili esclusivamente i costi dei sistemi di misurazione intelligenti «prescritti per legge» installati presso il consumatore finale. Ciò per evitare che vengano conteggiati interamente i costi per sistemi di misurazione con funzioni eccedenti i requisiti minimi che potrebbero generare costi sensibilmente maggiori.

Sono computabili, in particolare, anche i costi d'*esercizio* di questi sistemi di misurazione e, di riflesso, anche i costi delle reti di comunicazione necessarie al loro esercizio. Anche in questo caso i requisiti minimi di legge hanno uno scopo di limitazione; le reti e il loro rinnovo sono computabili solamente nella misura in cui

sono necessari affinché gli apparecchi di misurazione intelligenti («smart meter») possano esplicare l'utilità per la quale sono destinati.

Vanno considerati costi computabili anche gli ammortamenti connessi alla messa fuori servizio di contatori tradizionali non ancora completamente ammortizzati necessaria in seguito all'obbligo di installare nuovi sistemi sancito dal diritto federale (cfr. nuovo art. 17a cpv. 2 LAEl). I costi per i sistemi di misurazione tradizionali saranno considerati computabili fin tanto che questi ultimi potranno ancora essere installati.

Come conseguenza logica, il *capoverso 2* integra esplicitamente i sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale.

Art. 17a Sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale

In seguito agli sviluppi della tecnica nell'ambito delle reti già avvenuti e da incentivare ulteriormente è emersa la necessità di regolamentare i sistemi di misurazione intelligenti. Questa esigenza viene soddisfatta con il nuovo articolo 17a LAEl.

Il *capoverso 1* definisce i dispositivi tecnici considerati «sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale» ai sensi della LAEl. Un sistema di misurazione intelligente installato presso il consumatore finale è un dispositivo che misura presso il consumatore finale il flusso effettivo di energia elettrica incluso l'andamento temporale effettivo. Un requisito centrale e obbligatorio del dispositivo di misurazione consiste nella possibilità di supportare la trasmissione bidirezionale di dati. Gli apparecchi che non dispongono di questa funzione non sono considerati «sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale» ai sensi della LAEl. Va inoltre considerato che con il termine di «sistema di misurazione intelligente» la legge non si esprime soltanto in merito a un *apparecchio* di misurazione come tale, ma sempre in merito a un *dispositivo* di misurazione nel suo insieme: di per sé l'apparecchio di misurazione è utile solamente se può essere integrato in una relativa rete di comunicazione funzionante. Sono dunque oggetto della regolamentazione non solo gli apparecchi installati presso il consumatore finale in sé, ma anche i dispositivi appartenenti direttamente o da collegare direttamente a detti apparecchi e necessari per garantire una connessione tecnica sufficiente a una rete in cui l'apparecchio di misurazione può esplicare l'utilità per la quale è destinato.

Al *capoverso 2* si trova una norma di delega in base alla quale il Consiglio federale può emanare prescrizioni sull'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale. Può infatti obbligare i gestori di rete a disporre entro un dato termine l'installazione di sistemi di misurazione intelligenti presso tutti i consumatori finali o presso determinati gruppi di consumatori finali. I gestori di rete dovranno disporre di un margine d'azione sufficiente, in particolare temporale, affinché possano gestire le modalità e la tempistica per soddisfare tale obbligo. In linea di principio sarebbe anche possibile affidare questo sviluppo al mercato. Allo stato attuale sembrano tuttavia prevalere i vantaggi di un'introduzione regolamentata a livello statale (si veda anche il rapporto conclusivo del 5 giugno 2012⁷⁹ concernente la valutazione degli effetti dell'introduzione di «smart metering» in relazione a «smart grid» in Svizzera), per cui è presumibile che il Consiglio federale farà valere

⁷⁹ www.bfe.admin.ch/smartmetering

tale competenza. In caso quest'obbligo venisse introdotto, i gestori di rete non dovranno soltanto provvedere ad installare i sistemi di misurazione intelligenti presso i consumatori finali, ma ovviamente anche integrarli in una rete di comunicazione funzionante.

Conformemente al *capoverso 3* il Consiglio federale può inoltre stabilire i requisiti tecnici minimi che i sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale devono soddisfare. Non si tratta di prescrivere caratteristiche metrologiche. Esse ricadono nell'ambito delle prescrizioni sulla metrologia del diritto federale e devono essere disciplinate nel presente atto con requisiti metrologici specifici (in particolare afferisce a questo atto la regolamentazione concernente l'individuazione di manipolazioni o la protezione da contraffazioni). Il Consiglio federale deve semplicemente poter stabilire in linea di principio le peculiarità, dotazioni e funzionalità – che esulano dalle direttive in materia di taratura – dei sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale. Occorrerà considerare anche i differenti aspetti inerenti alla sicurezza, inclusa la sicurezza dei dati. Queste direttive sono da un lato importanti per evitare di investire in una tecnologia «smart meter» non idonea a produrre il vantaggio auspicato. Dall'altro i requisiti minimi rappresentano anche una soglia massima per i costi computabili. Quindi, chi installa presso il consumatore finale un dispositivo di misurazione con requisiti superiori a quelli minimi deve sostenere i costi supplementari – anche i costi supplementari per l'esercizio o causati dall'esercizio – che ne derivano (cfr. modifica all'art. 15 cpv. 1 LAEl). Il *capoverso 3* contempla, oltre alla competenza per la prima definizione dei requisiti tecnici minimi, anche la competenza del Consiglio federale di apportare delle successive modifiche qualora ciò fosse necessario. In questo modo il Consiglio federale ha la possibilità di reagire in maniera adeguata ad eventuali cambiamenti dei requisiti del sistema elettrico (requisiti di sicurezza inclusi) e alle innovazioni.

Nella loro formulazione i *capoversi 2 e 3* sono indipendenti uno dall'altro. Il Consiglio federale può pertanto prevedere requisiti minimi senza dover emanare contestualmente prescrizioni sull'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti. Viceversa, dal senso e dallo scopo delle disposizioni risulta senz'altro che il Consiglio federale, fatta valere la propria competenza di cui al *capoverso 2*, stabilisca contestualmente anche i requisiti tecnici minimi degli «smart meter». Senza queste direttive minime l'obbligo di introduzione difficilmente verrebbe attuato in modo ragionevole, poiché non vi sarebbe chiarezza né su quali dispositivi di misurazione sono soggetti all'obbligo né sulla regolamentazione circa l'assunzione dei costi.

L'introduzione e l'esercizio dei sistemi di misurazione intelligenti installati presso il consumatore finale possono presentare aspetti delicati legati alla legislazione in materia di protezione dei dati. Pertanto il *capoverso 4* sottolinea come nell'emanazione di prescrizioni in questo settore si debba prestare la massima attenzione alla loro conformità alle disposizioni sulla protezione dei dati.

Art. 20a Controlli di sicurezza relativi alle persone

Analogamente all'articolo 24 LENu, questa norma crea esplicitamente le basi legali per sottoporre il personale della società nazionale di rete a controlli di sicurezza relativi alle persone.

La società nazionale di rete gestisce la rete di trasporto a livello nazionale ed è pertanto responsabile per un suo esercizio non discriminatorio, affidabile e performante. L'approvvigionamento di energia, che include il sottosettore dell'approv-

vigionamento di energia elettrica, poggia su cosiddette infrastrutture critiche il cui mancato funzionamento a causa di perturbazioni, guasti o distruzione ha gravi ripercussioni sulla società, sull'economia e sullo Stato (cfr. a tale proposito la Strategia nazionale del 27 giugno 2012⁸⁰ per la protezione delle infrastrutture critiche; la rete di trasporto è, segnatamente, un'infrastruttura critica in questo senso). I controlli di sicurezza relativi alle persone presso la società nazionale di rete intendono minimizzare i rischi per la sicurezza.

Conformemente al *capoverso 1*, vanno sottoposte regolarmente a un controllo di sicurezza le persone che espletando i compiti loro affidati possono influenzare la sicurezza della rete di trasporto e il suo esercizio affidabile e performante. Questa misura si estende ovviamente anche alle persone cui simili compiti sono affidati solo per un breve periodo e che vengono sottoposte al controllo una sola volta.

Come specifica il *capoverso 2*, il contenuto del controllo e la rilevazione dei dati sono retti dall'articolo 20 della legge federale del 21 marzo 1997⁸¹ sulle misure per la salvaguardia della sicurezza interna (LMSI).

In virtù del *capoverso 3*, spetta alla società nazionale di rete chiedere lo svolgimento del controllo per le persone interessate. L'ente preposto presso il Dipartimento federale della difesa, della protezione della popolazione e dello sport (DDPS) deve comunicarle il risultato e motivarlo brevemente. Quest'obbligo si fonda sull'attuale giurisprudenza.

5.2.8 Legge federale del 19 dicembre 1958⁸² sulla circolazione stradale (LCStr)

*Art. 89b lett. m e art. 89e lett. g*⁸³

Le modifiche dell'articolo 89b lettera m e dell'articolo 89e lettera g LCStr riguardano l'esecuzione delle nuove prescrizioni per la riduzione delle emissioni di CO₂ degli autoveicoli e dei trattori a sella leggeri.

Per l'esecuzione di queste prescrizioni sono necessari dati inseriti nel registro dei certificati di ammissione alla circolazione (IVZ). Di conseguenza l'articolo 89b lettera m LCStr, che elenca i compiti legali a cui adempie l'IVZ e che già oggi menziona l'esecuzione delle prescrizioni sulle emissioni delle automobili, viene integrato con gli autoveicoli e i trattori a sella leggeri.

Contemporaneamente, il diritto di accedere ai dati del registro riconosciuto dall'articolo 89e lettera g all'Ufficio federale dell'energia (UFE) per determinati compiti esecutivi viene esteso all'esecuzione delle prescrizioni sulle emissioni per autoveicoli e trattori a sella leggeri. Non si tratta in questo caso di un diritto di accesso generale all'intero sistema di dati (nessun accesso online), ma semplicemente del diritto di ricevere, nello specifico caso, i dati necessari per lo svolgimento dei compiti esecutivi negli ambiti indicati.

⁸⁰ www.bevoelkerungsschutz.admin.ch > Temi > Protezione delle infrastrutture critiche.

⁸¹ RS 120

⁸² RS 741.01

⁸³ Nella versione RU 2012 6291, termine di referendum scaduto il 4 ottobre 2012.

Art. 41 Principio

La legge federale sugli impianti di trasporto in condotta di combustibili e combustibili liquidi o gassosi non è applicabile integralmente agli impianti di trasporto in condotta sottoposti alla vigilanza dei Cantoni (capo IV), ai quali sono piuttosto applicabili le prescrizioni enumerate all'articolo 41. In questo catalogo non rientrava finora l'articolo 13 inerente all'obbligo di trasporto. Poiché è rilevante per la distribuzione del gas naturale, l'articolo 41 deve essere adeguatamente completato.

Ai sensi dell'articolo 13 l'obbligo di trasporto e, dunque, il diritto di attraversamento, sussistono nei limiti delle possibilità tecniche e delle esigenze economiche dell'esercizio; ci vuole, inoltre, una controprestazione adeguata. Finora questo diritto e, di conseguenza, la competenza dell'UFE ai sensi dell'articolo 13 capoverso 2 non si estendeva ai gasdotti a bassa pressione (pressione d'esercizio fino a 5 bar). Ciò nonostante, per lo meno per il settore del gas naturale, sussiste un diritto di attraversamento anche sotto i 5 bar di pressione, segnatamente conformemente al diritto sui cartelli; questo fatto non è contestato dal settore per l'approvvigionamento di gas naturale. L'odierna situazione con differenti basi legali e soprattutto competenze non uniformi non è soddisfacente (nel settore a bassa pressione la competenza sarebbe oggi della Commissione della concorrenza o eventualmente di autorità cantonali). La modifica ha dunque quale scopo primario che l'UFE, se adito in caso di controversia, sia competente per qualsiasi settore di pressione e la decisione dipenda da un'unica istanza. Per quanto attiene all'indennizzo, l'UFE consulta – nell'interesse di una prassi armonizzata delle decisioni delle autorità – il Sorvegliante dei prezzi, come peraltro era già la regola nel settore ad alta pressione (a partire da 5 bar).

L'estensione del campo d'applicazione dell'articolo 13 non incide sulle competenze della Commissione della concorrenza (COMCO) o del Sorvegliante dei prezzi sancite dal diritto sui cartelli e sulla sorveglianza dei prezzi. In virtù dell'articolo 13 capoverso 2 LITC, il Sorvegliante dei prezzi può proseguire la sua azione anche al di là della procedura dell'UFE. In particolare, può intervenire d'ufficio e valutare i prezzi.

Parallelamente all'articolo 13 LITC, anche l'attuale legislazione in materia di cartelli garantisce in linea di principio il diritto di attraversamento nell'ambito dei gasdotti ad alta pressione. In futuro, tale parallelismo sussisterà anche nel settore della bassa pressione. Il principio della doppia competenza della COMCO e dell'UFE rimane pertanto invariato. Tuttavia, lo scopo non è quello che una procedura sullo «stesso tema» sia in corso (simultaneamente) presso le due istanze. Se una procedura è pendente presso l'UFE, quest'ultimo ha la precedenza. Di conseguenza, le parti non devono poter adire la COMCO, e questa non deve avviare d'ufficio una procedura sulla stessa questione. Ciò nondimeno, l'UFE deve coinvolgere la COMCO – nella misura in cui la fattispecie è inerente alla sua sfera di competenze. Viceversa, se necessario la COMCO deve coinvolgere l'UFE nelle sue procedure.

Il primo pacchetto di misure proposto nel quadro della Strategia energetica 2050 ha ripercussioni sulle entrate e sulle uscite delle finanze federali e incide quindi sulla quota di imposte e di tasse (introiti fiscali e spese in % del PIL). Ciò vale in particolare per l'integrazione del supplemento rete nel bilancio della Confederazione che comporta un aumento del livello di entrate e di uscite nell'ordine di diverse centinaia di milioni di franchi all'anno.

Ripercussioni sul gettito d'imposta

Sia nel settore dei combustibili sia in quello dei carburanti le misure previste contribuiscono ad aumentare l'efficienza energetica e la quota di energie rinnovabili utilizzate, portando a un calo del consumo di agenti energetici fossili.

Il Programma Edifici, la tassa sul CO₂ applicata ai combustibili e il sistema di scambio di quote di emissioni faranno scendere il consumo di olio combustibile a lungo e medio termine. Per effetto delle tariffe d'imposta contenute applicate ai combustibili, il mancato gettito dell'imposta sugli oli minerali nel 2020 dovrebbe essere inferiore a 10 milioni di franchi. Le misure adottate nel settore dei combustibili e dei carburanti si ripercuotono inoltre sul gettito dell'imposta sul valore aggiunto (IVA). Da un lato generano entrate, in quanto anche la tassa sul CO₂ e i proventi della messa all'asta dei diritti di emissione sono soggetti a IVA. Dall'altro il calo del consumo di combustibili provoca una flessione del gettito IVA. Secondo i calcoli dell'Ufficio federale dell'ambiente con una tassa sul CO₂ di 36 franchi per tonnellata di CO₂ i due effetti si controbilanciano. Qualora gli obiettivi relativi al CO₂ non venissero raggiunti e la tassa sul CO₂ venisse aumentata, aumenterebbero anche gli introiti dell'IVA.

In seguito alle misure relative alla mobilità diminuiranno gli introiti derivanti dall'imposta sugli oli minerali sul *consumo di carburanti*. Rispetto allo scenario di riferimento *Status quo* delle Prospettive energetiche 2050, a causa del raggiungimento anticipato degli obiettivi relativi al CO₂ per le automobili e i veicoli commerciali leggeri, per il periodo dal 2015 al 2030 risulta una flessione media delle emissioni di CO₂ pari a circa 680 000 tonnellate, corrispondente a una riduzione del consumo di carburanti di circa 273 milioni di litri (133 milioni di litri di benzina, 140 milioni di litri di diesel). Indipendentemente dal prezzo del carburante, per il periodo dal 2015 al 2030 risulta un mancato gettito medio dell'imposta sugli oli minerali (incluso il supplemento fiscale sugli oli minerali) di circa 200 milioni di franchi all'anno. Si tratta di ulteriori mancati introiti, poiché anche proseguendo con l'attuale politica energetica bisogna mettere in conto una considerevole diminuzione dei proventi derivanti dall'imposta sugli oli minerali. A questo si aggiunge una flessione del gettito dell'imposta sul valore aggiunto sui prezzi dei carburanti. Ipotizzando un livello dei prezzi del carburante in leggero aumento reale, gli ammanchi annui in termini di imposta sul valore aggiunto sono di 40 milioni di franchi.

Anche per la nuova remunerazione per l'immissione di elettricità (RI) è previsto l'assoggettamento all'IVA. Dato che quest'incentivo viene potenziato, il gettito IVA in questo settore è destinato a registrare una crescita tendenziale: se il supplemento rete aumenta, anche gli introiti dell'IVA aumentano; viceversa se il consumo ener-

getico cala si assiste a una riduzione lineare delle entrate dell'IVA derivanti dalla remunerazione per l'immissione di elettricità. A ciò si aggiunge anche il fatto che le prestazioni legate alla costruzione e al funzionamento di un impianto RI sono generalmente soggette a IVA.

Nel caso di un aumento della tassa sul CO₂ oltre il livello attuale di 36 franchi per tonnellata di CO₂ si generano spese supplementari sotto forma di un aumento dei proventi della tassa distribuiti. La destinazione parzialmente vincolata dei proventi della tassa per misure di risanamento nel settore degli edifici, decisa il 12 giugno 2009 dal Parlamento, non ha alcuna influenza sulla quota d'incidenza della spesa pubblica, in quanto comporta parallelamente la diminuzione dei proventi distribuiti.

Ripercussioni sul finanziamento speciale per il traffico stradale

Il finanziamento speciale per il traffico stradale (FSTS) viene alimentato con la metà dei proventi dell'imposta sugli oli minerali, il supplemento fiscale sugli oli minerali e la tassa per l'utilizzazione delle strade nazionali (contrassegno autostradale). Esso serve a finanziare i compiti della Confederazione concernenti la circolazione stradale, in particolare le spese per le strade nazionali, i versamenti nel fondo infrastrutturale, i contributi per la promozione del traffico combinato e quelli per i grandi progetti ferroviari (contributo del 25 % alla NFTA). Inoltre i Cantoni ricevono una quota delle relative entrate della Confederazione (10 per cento).

L'FSTS deve confrontarsi fondamentalmente con due tendenze contrapposte: da un lato diminuiscono gli introiti e dall'altro aumentano le spese, il che genera una lacuna nel finanziamento. Si devono mettere in conto riduzioni del gettito dell'imposta sugli oli minerali in seguito alla riduzione dello specifico consumo di carburante per veicolo conseguente alla revisione, decisa nel 2011, della legge sul CO₂ per la riduzione delle emissioni di CO₂ delle automobili. Inoltre bisogna prevedere un aumento dei veicoli alimentati con le nuove energie.

I mancati introiti derivanti dall'imposta sugli oli minerali descritti sopra, conseguenti alle misure proposte, aggraveranno la lacuna nel finanziamento. Rispetto allo scenario di riferimento *Status quo* in seguito ai minori introiti dell'imposta sugli oli minerali e del supplemento fiscale sugli oli minerali, per il periodo 2015–2030 i mezzi dell'FSTS diminuiranno di circa 143 milioni di franchi. I Cantoni sono colpiti da questo calo degli introiti attraverso i contributi generali, nella misura del 10 per cento in meno (14,3 mio. di fr.).

Già nel messaggio sull'adeguamento del decreto federale concernente la rete delle strade nazionali e sul suo finanziamento⁸⁵, il nostro Collegio ha indicato, tra gli altri aspetti, la lacuna nel finanziamento che si va delineando nell'FSTS e ha prospettato un aumento, oltre che della tassa per l'utilizzazione delle strade nazionali, anche del supplemento fiscale sugli oli minerali, al fine di evitare una situazione di scoperto nelle risorse destinate all'FSTS.

Maggiori oneri a carico del bilancio della Confederazione

Nel quadro del Preventivo 2013 il nostro Collegio e successivamente le Camere federali hanno preso atto degli oneri aggiuntivi per i mezzi materiali e d'investimento pari a circa 32 milioni di franchi e li hanno approvati. Con il Preventivo 2014 chiediamo alle Camere federali un ulteriore aumento di 22,5 milioni di franchi che

viene registrato negli anni del piano finanziario. Dal 2015 il piano finanziario conterrà inoltre un terzo aumento di 19 milioni di franchi per impianti pilota e di dimostrazione nonché per il programma SvizzeraEnergia. Pertanto dal 2015, rispetto al Preventivo 2012, risultano oneri supplementari pari a 73 milioni di franchi all'anno (tabella 8). Questo livello di uscite deve essere mantenuto tale fino al termine di validità del primo pacchetto di misure nel 2020.

Tabella 8

Panoramica dei maggiori oneri a carico del bilancio della Confederazione dal 2015 al 2020 (Strategia energetica 2050, primo pacchetto di misure)

Ufficio	Tema	n.	Mio. fr. all'anno	2015–2020 mio. fr.
UFE	Industria e servizi, apparecchi elettrici, funzione di modello della Confederazione	4.2.1 4.2.11	4,25	25,5
UFE	Progetti pilota e di dimostrazione, programmi faro (fino al 2020)	4.2.10	20 10	120 60
UFE	Programma SvizzeraEnergia	4.2.12	29	174
Totale UFE			63,25	379,5
UFT	Progetti energetici nel settore del traffico merci su rotaia e dei trasporti pubblici	4.2.1	3,5	21
USTRA	Progetto per la copertura di un tratto di strada nazionale con impianti fotovoltaici	4.2.1	5	30
USTRA	Ricerca di settore, sensibilizzazione e promozione di progetti pilota, in particolare nel settore infrastrutturale e del traffico individuale motorizzato	4.2.1	1,5	9
Totale UFT, USTRA			10,0	60
Totale complessivo			73,25	439,5

Il potenziamento degli attuali strumenti di politica energetica comporta un aumento dei compiti nel campo di competenza Energia. Tale aumento, inclusa la quota della Confederazione nel Programma Edifici, ammonta annualmente all'8,8 per cento (tabella 9). Escludendo il Programma Edifici finanziato attraverso la tassa sul CO₂, la crescita media ammonta al 12,6 per cento.

Tabella 9

Sviluppo del campo di competenza Energia

	2012	2015	2020	Tasso di crescita Ø p.a. 2012–2020
Campo di competenza Energia	255.0	317.7	501.7	8,8 %
Campo di competenza Energia (Programma Edifici escluso)	58.6	141.7	151.7	12,6 %
Programma Edifici	196.5	176.0	350.0	7,5 %

Queste cifre non comprendono le spese per la remunerazione per l'immissione di elettricità che ora vengono conteggiate nel bilancio federale. Tali spese, variabili tra 500 e 800 milioni di franchi all'anno, sono di molto superiori alle spese per il restante campo di competenza Energia (incluso il Programma Edifici).

Ulteriori argomenti

Ai sensi dell'articolo 37 della legge sul CO₂ i proventi dalle sanzioni nell'ambito dell'esecuzione delle prescrizioni relative alle emissioni di CO₂ per le automobili vengono destinati al Fondo infrastrutturale. Attualmente non è possibile fare previsioni sull'evoluzione della domanda e dell'offerta di automobili e autofurgoni e trattori a sella leggeri dopo l'inasprimento delle disposizioni relative alle emissioni di CO₂. Di conseguenza non è possibile nemmeno determinare in modo affidabile i proventi derivanti dalle sanzioni e quindi i versamenti nel Fondo infrastrutturale.

6.1.2 Ripercussioni sul personale

L'impiego di ulteriori sufficienti risorse a livello di personale costituisce una condizione imprescindibile per riuscire a trasformare gradualmente il sistema energetico seguendo la linea indicata dalla Confederazione e dal Parlamento in relazione all'abbandono graduale dell'energia nucleare.

Il fabbisogno di risorse della Strategia energetica 2050 si protrae per diversi anni. Dal punto di vista amministrativo sono necessarie ulteriori risorse di personale in particolare per le attività estremamente estese di concezione e di creazione delle basi in diversi ambiti.

Ciò richiede l'impiego di ulteriori risorse di personale da parte dell'Ufficio federale dell'energia, dell'Ufficio federale delle strade e dell'Ufficio federale dei trasporti.

Dell'attuazione delle misure relative alla Strategia energetica 2050 si occupa anche il programma SvizzeraEnergia che continuerà a fungere da quadro di riferimento per l'implementazione di tutte le misure su base volontaria. Per l'organizzazione di nuove attività e l'accelerazione di quelle esistenti è richiesto l'impiego di altre risorse umane a tempo determinato fino al 2020.

Tabella 10

Costi per il personale a seguito della Strategia energetica 2050

Dipartimento	Utilizzo	Posti	Costi di personale in fr.
DATEC	Concezione e basi	26,8	4,8 mio.
DATEC	Attuazione	45,7**	8,2 mio.
DEFR	Attuazione	2,5	0,5 mio.
Totale		75*	13,5 mio.

* su 75 posti, 41 vengono finanziati senza incidere sul bilancio federale.
 ** di cui 25 posti dal trasferimento previsto alla Confederazione dell'esecuzione della remunerazione per l'immissione di elettricità (RI) (si veda il n. 4.2.6)

Risorse di personale impiegate finora

Con DCF del 30 marzo 2011 a seguito degli eventi di Fukushima, il Consiglio federale ha preso conoscenza del fabbisogno aggiuntivo in termini di personale conseguente al nuovo orientamento della politica energetica. Di conseguenza il Consiglio federale e le Camere federali hanno approvato inizialmente per il 2011 e il 2012 e in seguito per il periodo successivo al 2013 ulteriori risorse di personale, in parte a tempo determinato. Questi posti vengono finanziati attraverso le retribuzioni del personale e l'onere d'investimento e per i mezzi materiali. Una parte di questi posti viene finanziata attraverso una tassa di sorveglianza.

Tabella 11

Riepilogo delle risorse di personale impiegate finora

Ufficio	Posti in %	Compiti
UFE	3400*	Reti elettriche/smart grid, industria e servizi, geotermia, eolico, remunerazione per l'immissione di elettricità (RI), aziende con elevato consumo energetico, Programma Edifici, forza idrica, attività normativa, Programma SvizzeraEnergia, progetti faro, funzione di modello della Confederazione, monitoring, supporto
USTRA	350	Copertura di un chilometro di strada nazionale con impianti fotovoltaici; ricerca di settore, sensibilizzazione e promozione di progetti pilota in particolare nel settore dell'infrastruttura di mobilità e del traffico individuale motorizzato
UFT	100	Progetti energetici nel settore del traffico merci su rotaia e dei trasporti pubblici
DEFR	250	
Total	4100	
* di cui 8 posti finanziati dal 2015 attraverso una tassa di vigilanza		

Queste risorse vengono impiegate per la concezione e i lavori di base del pacchetto di misure proposto e in parte per l'attuazione di tale pacchetto, in particolare nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili, delle grandi centrali elettriche e delle reti elettriche.

Valutazione del fabbisogno di risorse al termine della procedura di consultazione

Nel quadro della valutazione della procedura di consultazione è emersa la necessità, in alcuni settori, di ulteriori risorse di personale per l'attuazione del primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050. L'entità precisa di tale fabbisogno aggiuntivo di risorse dipende dall'ulteriore andamento delle deliberazioni sulla Strategia energetica 2050.

Il fabbisogno aggiuntivo di risorse si riferisce a un periodo di diversi anni e non può essere determinato in modo definitivo prima dell'entrata in vigore delle disposizioni legali del primo pacchetto di misure relativo alla Strategia energetica 2050.

Complessivamente a partire dal 2015 vi sarà un fabbisogno aggiuntivo di personale pari a 34 posti a tempo pieno. Una parte del fabbisogno aggiuntivo sarà necessario già nel 2014 al fine di avviare la preparazione dei futuri compiti esecutivi.

La quota maggiore del fabbisogno aggiuntivo di personale (25 posti a tempo pieno) è legata al previsto trasferimento dell'esecuzione della remunerazione per l'immissione di elettricità da Swissgrid alla Confederazione (per la preparazione dell'organizzazione esecutiva e per la garanzia dell'esecuzione stessa). I costi dell'organo di esecuzione vengono finanziati già oggi attraverso il supplemento rete.

Finanziamento delle risorse di personale e relative tappe a seguito della valutazione della procedura di consultazione.

Tabella 12

Finanziamento delle risorse di personale e relative tappe

Posti in %	Compiti	Finanziamento a carico di	Termine	Di cui fabbisogno dal 2014	Di cui fabbisogno dal 2015	Di cui fabbisogno dal 2016	Di cui fabbisogno dal 2017
2500	Rimunerazione per l'immissione di elettricità: preparazione, organizzazione d'esecuzione ed esecuzione da parte della Confederazione	credito corrispondente retribuzioni del personale (controfinanziate)	fino al 31.12.2014 dal 1.1.2015 a tempo indeterminato	100			100
		retribuzioni del personale (controfinanziate)	a tempo indeterminato		300	2100	2400
250	Programma Edifici	retribuzioni del personale (controfinanziate)	a tempo indeterminato		250		250
200	Impegni internazionali	credito corrispondente retribuzioni del personale (controfinanziate)	fino al 31.12.2014 dal 1.1.2015 a tempo indeterminato	100			100
		retribuzioni del personale (controfinanziate)	a tempo indeterminato		100		100
150	Esecuzioni delle prescrizioni sulle emissioni di CO ₂ autofurgoni e trattori a sella leggeri (UFE)	retribuzioni del personale (controfinanziate)	a tempo indeterminato		150		150
100	Fondo di disattivazione e Fondo di smaltimento (StiFenF)	credito corrispondente retribuzioni del personale (controfinanziate)	fino al 31.12.2014 dal 1.1.2015 a tempo indeterminato	100			100
100	Procedura energia nucleare	retribuzioni del personale (in parte controfinanziate)	fino al 31.12.2014 dal 1.1.2015 a tempo indeterminato	100			100
100	Programma SvizzeraEnergia	credito corrispondente	a tempo determinato fino al 2020	100			100
Totale				500	800	2100	3400
		controfinanziamento (categoria 2) (costi per il personale CHF)			800	2100	33
							6,1 mio. Fr.

Posti in %	Compiti	Finanziamento a carico di	Termine	Di cui fabbiso- gno dal 2014	Di cui fabbiso- gno dal 2015	Di cui fabbiso- gno dal 2016	Di cui fabbiso- gno dal 2017
		credito corrispondente (categoria 3) (costi per il personale CHF)		100			1 0,2 mio. Fr.
		Articolo 3 capoverso 3 DF 1 concernente il preventivo (compensazione interna al DATEC attraverso l'onere di consulenza)		400			

6.2 Per i Cantoni e i Comuni

6.2.1 Ripercussioni finanziarie

Per accrescere l'effetto incentivante della tassa sul CO₂ il Consiglio federale propone con un rafforzamento del Programma Edifici una tassa sul CO₂ di 84 franchi per tonnellata di CO₂ (cfr. n. 4.2.1). Il raggiungimento degli obiettivi viene sostenuto attraverso il potenziamento del Programma Edifici per il quale sono previsti complessivamente 525 milioni di franchi all'anno (l'importo attualmente stanziato è di 267 mio. fr.). La somma di 525 milioni di franchi deriva per i due terzi dalla Confederazione (350 mio. fr. i ricavi dalla destinazione vincolata della tassa sul CO₂) e per un terzo dai Cantoni (175 mio. fr.). Con il rafforzamento del Programma Edifici (art. 34 della legge sul CO₂) vengono creati nuovi diritti alla promozione. Le ripercussioni collaterali difficilmente calcolabili⁸⁶ dovrebbero rimanere abbastanza costanti.

Contemporaneamente, con la ridefinizione della strategia energetica il contesto imprenditoriale nel settore cleantech (settore d'attività efficienza energetica ed energie rinnovabili) viene fortemente rafforzato. Le tecnologie pulite costituiscono un fattore importante per l'economia rossocrociata. Numerose aziende di tutti i settori si occupano dello sviluppo e della realizzazione di prodotti e servizi di questo tipo. Le imprese totalizzano già oggi un plusvalore lordo di circa 20 miliardi di franchi e contribuiscono con un buon tre per cento al prodotto interno lordo. Nel *Masterplan Cleantech*⁸⁷ il Consiglio federale ha definito già nel 2011 una strategia per l'efficienza delle risorse e le energie rinnovabili con l'obiettivo di posizionare in maniera ottimale entro il 2020 l'economia elvetica nel fiorente mercato globale delle

⁸⁶ Gli effetti di trascinamento designano la promozione di prestazioni che verrebbero fornite anche in assenza di promozione.

⁸⁷ Masterplan Cleantech, Dipartimento federale dell'economia, della formazione e della ricerca DEFR e Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni DATEC, 2011. Consultabile in Internet all'indirizzo:
www.cleantech.admin.ch

tecnologie, dei prodotti e dei servizi efficienti in termini di risorse e che sfruttano le energie rinnovabili.

Con l'abbandono dell'energia nucleare e la conseguente trasformazione del sistema energetico cresce la domanda di soluzioni cleantech. Degli investimenti nell'efficienza, nelle energie rinnovabili, nella ricerca e nella formazione beneficiano le piccole e medie imprese di tutto il Paese, in particolare nelle aree periferiche in cui è presente un grande potenziale inutilizzato di energia eolica, solare e biomassa.

6.2.2 Ripercussioni sul personale

I Cantoni svolgono già ora un ruolo fondamentale nell'attuazione della politica energetica attuale. Con la loro politica energetica cantonale (elaborazione ed esecuzione legislative, programmi d'incentivazione, pianificazione energetica, informazione, consulenza, formazione e perfezionamento ecc.) contribuiscono attivamente al raggiungimento degli obiettivi politico-energetici della Confederazione e danno lavoro a oltre 100 persone nei servizi cantonali dell'energia e dell'ambiente.

Diverse misure del primo pacchetto sono collegate a compiti a livello cantonale. Ad esempio il rafforzamento del Programma Edifici comporta un corrispondente aumento della domande di sostegno e del relativo onere di verifica. Per l'evasione delle domande i Cantoni devono impiegare risorse proprie. Rispetto alla situazione attuale con la nuova forma di distribuzione delle risorse puramente attraverso i contributi globali si deve mettere in conto anche un onere leggermente superiore per il controlling. Inoltre i Cantoni devono ad esempio elaborare insieme il piano per il potenziamento delle energie rinnovabili.

6.3 Ripercussioni sull'economia nazionale

Le ripercussioni sull'economia nazionale si basano su diversi studi integrativi che utilizzano l'usuale procedura scientifica e internazionale. I risultati qui esposti si basano su una serie di altri studi scientifici, della Confederazione e delle associazioni. Tuttavia allungandosi l'orizzonte temporale aumentano anche le incertezze in tutti i modelli.

Le ripercussioni degli obiettivi di politica energetica e climatica, alla base primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 (*Misure del Consiglio federale*, POM), si traducono complessivamente in variazioni del benessere in Svizzera variabili tra -0,1 per cento e +0,0 per cento nel 2035 e tra -0,2 per cento e +0,1 per cento nel 2050. Nello scenario *Nuova politica energetica* (NEP) che persegue l'obiettivo a lungo termine di ridurre il consumo di energia entro il 2050 in modo che in Svizzera le emissioni di CO₂ pro capite dovute al consumo energetico non superino 1,5 t, nel 2035 il benessere varia da 0,5 a 0,1 per cento, attestandosi al di sotto del valore dello scenario *Status quo* (WWB).

6.3.1

Costi del parco di centrali elettriche, costi di rete e costi economici diretti

Dal 2010 al 2050 i costi complessivi degli impianti e dell'esercizio produttivo del parco svizzero di centrali elettriche (impianti esistenti e ampliamento) ammontano con il primo pacchetto di misure (scenario *Misure politiche del Consiglio federale*), inclusi i costi dello sviluppo per l'attuazione dell'Iv. Pa. 12.400, a 193 miliardi di franchi, di cui 125 miliardi di franchi sono relativi all'attuale parco di centrali elettriche (tabella 13). I costi destinati allo sviluppo ammontano a 67 miliardi di franchi, pari a un terzo dei costi complessivi. Gran parte di questi costi è indipendente dalla Strategia energetica, poiché per coprire la futura domanda di energia elettrica è necessario potenziare le capacità produttive indigene o mettere in conto ulteriori costi per le importazioni. Circa 16 miliardi di franchi risultano dal maggior sviluppo delle energie rinnovabili rispetto alla variante relativa all'offerta che si basa prevalentemente su centrali a gas o sulle importazioni. Nel 2035 i costi del parco di centrali elettriche nello scenario *Nuova politica energetica* sono praticamente identici a quelli dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* (si veda la tabella 13).

Tabella 13

Costi complessivi del parco di centrali elettriche nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale (POM)*, variante relativa all'offerta C&E (Fossile-centrale e rinnovabile), 2010–2035 e 2010–2050 e nello scenario *Nuova politica energetica (NEP)*, variante relativa all'offerta C&E, 2010–2035, cumulati e scontati (tasso d'interesse economico del 2,5 % reale), in miliardi di franchi.

Tecnologia produttiva	Misure politiche del Consiglio federale (POM)		Nuova politica energetica (NEP)
	Costi centrali elettriche (mia. fr.)		
	2035	2050	2035
Forza idrica	70	98	70
Centrali nucleari	21	21	21
Centrali termoelettriche convenzionali	4	13	4
Cogenerazione con combustibili fossili	6	9	7
Rinnovabili con cogenerazione	10	18	10
Rinnovabili	8	17	8
Impianti di incenerimento rifiuti	3	4	3
Importazione	13	13	13
Costi netti totali	136	193	136
di cui per lo sviluppo	33	67	34
di cui per il maggior sviluppo delle energie rinnovabili	7	16	7

I costi per l'attuazione delle misure che si riferiscono a tutti i vettori energetici evidenziano quali investimenti vengono effettuati fino al 2050 rispetto allo scenario *Status quo* e i risparmi conseguenti agli investimenti energetici. I costi d'investimento per la durata di vita tecnica (tasso d'interesse economico del 2,5 per cento reale) vengono effettuati in standard dei nuovi edifici, risanamenti, equipaggiamento degli impianti domestici, equipaggiamento e maggior efficienza TIC, apparecchi elettrici, tecniche produttive nell'industria, costi supplementari per la tecnica dei veicoli e costi per l'infrastruttura della mobilità elettrica e dei trasporti. A ciò si contrappongono i risparmi sulle importazioni di energia in tutti questi settori. Vengono presentate le differenze tra costi supplementari e minori costi rispetto allo scenario *Status quo*.

Nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* gli investimenti annui complessivi per le misure di efficienza aumentano entro il 2050 a 3,0 miliardi di franchi (si veda la tabella 14). La somma risultante non scontata ammonta a 85 miliardi di franchi. A ciò si contrappone un aumento dei risparmi sulle importazioni di energia fino a 1,9 miliardi di franchi nel 2050 e una somma risultante non scontata di 46 miliardi di franchi. Questi investimenti e minori importazioni sono indipendenti dalla variante relativa all'offerta scelta.

I minori costi per il parco di centrali elettriche risultano dai risparmi sulle importazioni di vettori energetici o dal mancato sviluppo del parco di centrali elettriche, poiché nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* la domanda di energia elettrica è inferiore a quella dello scenario di riferimento *Status quo*. A seguito della flessione della domanda entro il 2050 si risparmia un quantitativo di elettricità pari al quello prodotto da due centrali a gas (v. riga «Minori costi parco di centrali elettriche»). A seguito dello sviluppo delle energie rinnovabili entro il 2050 si possono risparmiare altre tre centrali a gas; in questa stima si tiene conto degli investimenti in centrali elettriche, combustibili e costi legati al CO₂. Lo sviluppo del parco di centrali che utilizzano energie rinnovabili comporta costi supplementari. I costi supplementari del maggior sviluppo delle energie rinnovabili nonostante le notevoli curve di apprendimento e i conseguenti minori costi specifici, aumentano costantemente fino al 2050. Con le curve di apprendimento e i prezzi del CO₂ a fronte del conseguente sviluppo delle energie rinnovabili l'offerta di elettricità è quindi leggermente più costosa e genera costi supplementari pari a 11 miliardi di franchi rispetto a un'offerta basata essenzialmente sulle centrali a gas.

Effettuando il saldo tra costi supplementari e minori costi, nella tabella 14 risulta un importo variabile tra 0,8 e 0,3 miliardi di franchi all'anno decrescente nel tempo. In totale risultano costi supplementari non scontati di circa 25 miliardi di franchi e costi supplementari scontati di 16 miliardi. Nello scenario *Nuova politica energetica* il saldo non scontato dei costi per gli anni 2010–2035 è di 33 miliardi di franchi; se scontato il saldo dei costi tra il 2010 e il 2035 è di 22 miliardi di franchi. Ai maggiori risparmi sulle importazioni di energia si contrappongono maggiori investimenti nell'efficienza energetica.

Investimenti supplementari e risparmi nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale (POM)* della variante di offerta C&E (Fossile-centrale e rinnovabile) nel 2035 e nel 2050 e nello scenario *Nuova politica energetica (NEP)* della variante di offerta C&E (Fossile-centrale e rinnovabile) rispetto allo scenario *Status quo (WWB)*, variante di offerta C (Fossile-centrale), in miliardi di franchi, non scontati e scontati

Mia. di fr.	Misure politiche del Consiglio federale (POM)						Nuova politica energetica (NEP)		
	2020	2035	2050	somma non scontata		somma scontata		non scontata	
				2010–2035	2010–2050	2010–2035	2010–2050	2010–2035	2010–2035
Investimenti in efficienza energetica (annualizzati)	1,2	2,9	3,0	39	85	26	47	69	47
Risparmi importazioni di energia	-0,6	-1,5	-1,9	-19	-46	-13	-26	-35	-24
Minori costi parco centrali elettriche grazie alla maggiore efficienza energetica	-0,2	-0,9	-1,2	-8	-25	-5	-13	-8	-5
Costi aggiuntivi sviluppo ER	0,3	0,2	0,4	6	11	5	7	6	5
Saldo costi	0,8	0,6	0,3	18	25	13	16	33	22

Costi di rete

Per i progetti di costruzione di linee elettriche nella rete di trasporto e per l'ulteriore sviluppo verso la rete strategica 2020, decisi dal Consiglio federale già nel 2009 nel quadro della rete strategica 2015 i costi ammontano a 2 miliardi di franchi. Tali costi sono indipendenti dalla Strategia energetica 2050. Per la Strategia energetica si aggiungono, a seconda della variante di offerta scelta, costi non scontati per la rete di trasporto tra 0,2 e 0,55 miliardi di franchi fino al 2035 e tra 0,4 e 0,7 miliardi fino al 2050. Per lo scenario *Nuova politica energetica* fino al 2035, indipendentemente dalla variante relativa all'offerta, tali costi oscillano tra 0,19 e 0,28 miliardi di franchi. Parallelamente, a seconda dell'offerta di energia elettrica e della variante scelta per il potenziamento e la trasformazione della rete di distribuzione, risultano ulteriori costi non scontati per il potenziamento della rete di distribuzione tra 2,3 e 7,5 miliardi di franchi fino al 2035 e tra 3,9 e 12,6 miliardi di franchi fino al 2050, necessari a causa del maggiore sviluppo della produzione decentralizzata. Per lo scenario *Nuova politica energetica* fino al 2035 tali costi oscillano tra 2,5 e 7,5 miliardi di franchi. La somma dei costi per la rete strategica 2020 e dei costi non scontati generati dalla Strategia energetica 2050 nella rete di trasporto e di distribuzione nel 2035 varia tra 4,5 e 10,05 miliardi di franchi e nel 2050 tra 6,3 e 15,3 miliardi di franchi. Questo calcolo non include i costi correnti annui di circa un miliardo di franchi per la manutenzione e i costi delle misure di ammodernamento.

Per coprire il fabbisogno di rinnovamento dell'intera rete di trasporto esistente fino al 2030 sono previsti 4 miliardi di franchi. Se uniti ai costi di una variante d'offerta dello scenario *Nuova politica energetica* che si colloca nell'intervallo di costi indicati, risultano costi per circa 18 miliardi di franchi. Manutenzione e rinnovamento sono indipendenti dallo sviluppo previsto.

6.3.2 Riperussioni sulla crescita, il benessere e l'occupazione

La tabella 15 illustra i costi aggiuntivi per l'economia nazionale dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* rispetto allo scenario di riferimento *Status quo* per il 2020, 2035 e 2050. I costi corrispondono nel modello economico a una tassa sul CO₂ pari a 70 (2020), 140 (2035) e 210 franchi a tonnellata di CO₂ (2050) e a una fornitura di energia equivalente a un aumento del prezzo energetico dell'11 per cento (2020), 23 per cento (2035) e 22 per cento (2050).

Il migliore indicatore per discutere dei costi economici è rappresentato dalla variazione del benessere inclusi i benefici secondari. Il benessere è un parametro che misura il beneficio economico partendo dai consumi e dal tempo libero. Prendendo in considerazione anche i benefici secondari derivanti dal minor consumo di combustibili e carburanti fossili nonché di energia elettrica (riduzione dei costi esterni come ad esempio l'inquinamento dell'aria), si generano effetti leggermente positivi sul benessere. Il benessere esclusi i benefici secondari dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* nel 2050 è inferiore di circa lo 0,2 per cento rispetto allo scenario *Status quo*. Il PIL dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* nel 2050 è inferiore dello 0,6 per cento rispetto allo scenario *Status quo*. Convertendo questa differenza di livello del PIL in tassi di crescita annui del PIL, risulta una mancata crescita media pari a ca. -0,02 per cento all'anno. Inoltre risultano effetti sull'occupazione leggermente negativi. Nello scenario *Nuova politica energetica* la mancata crescita media nel 2035 è pari a -0,09 per cento.

La quota dei costi energetici nel PIL è del 5,6 per cento nel 2010. Senza l'introduzione di una tassa sul CO₂ o di una tassa sull'elettricità nello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* tale quota aumenta leggermente fino al 2020 e fino al 2050 diminuisce sensibilmente rispetto al livello del 2010. Tenendo conto nei costi anche dell'ammontare delle tasse, la quota dei costi energetici nel PIL aumenta per tutti gli anni. Nel 2020 è superiore al valore di partenza del 2010, nel 2035 è nell'ordine di grandezza del 2010, mentre nel 2050 è nettamente inferiore. La quota dei costi energetici nel PIL nello scenario *Nuova politica energetica* per il 2035, tasse escluse e tasse incluse, è inferiore alla quota dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale*: le tasse molto più elevate vengono più che compensate con il calo della domanda di vettori energetici fossili e della domanda di energia elettrica. Le quote dei costi energetici nel PIL inclusa la tassa sul CO₂ e la tassa sull'elettricità sono limiti superiori: la tassa sul CO₂ e la tassa sull'elettricità sono state aggiunte ai prezzi dell'energia che includono già l'attuale tassa sul CO₂ e anche la remunerazione per l'immissione di elettricità.

Tabella 15

Obiettivi di riduzione e conseguenze economiche dello scenario Misure politiche del Consiglio federale (POM) degli anni 2020, 2035 e 2050 e dello scenario Nuova politica energetica (NEP) nel 2035 rispetto allo scenario di riferimento Status quo (WWB)

	Misure politiche del Consiglio federale (POM)			Nuova politica energetica (NEP)
	2020	2035	2050	2035
Prescrizioni dai modelli di economia energetica: obiettivi di riduzione [in % rispetto allo scenario WWB]				
Obiettivo CO ₂ (produzione di energia elettrica e teleriscaldamento esclusi)	-5	-17	-26	-44
Obiettivo domanda di energia elettrica	-5	-10	-12	-15
Risultati: ammontare delle tasse/prezzi ombra (costi impliciti) delle misure politiche				
Tassa sul CO ₂ calcolata [fr. per tonnellata di CO ₂]	70	140	210	540
Tassa sull'elettricità calcolata [come supplemento in % sul prezzo dell'elettricità]	+11	+23	+22	+31
Risultati: ripercussioni sull'economia nazionale [in % rispetto allo scenario WWB]				
Benessere senza benefici secondari	-0,1	-0,1	-0,2	-0,5
Benessere compresi i benefici secondari	+0,0	+0,0	+0,1	-0,1
PIL	-0,2	-0,5	-0,6	-1,8
Variazione dei tassi di crescita annuali del PIL	-0,05	-0,03	-0,02	-0,09
Occupazione	-0,1	-0,2	-0,2 %	-0,6
Risultati: costi energetici per PIL				
Quota dei costi energetici nel PIL in %, <i>esclusa</i> la tassa sul CO ₂ e la tassa sull'elettricità calcolate	5,8	4,8	3,7	3,9
Quota dei costi energetici nel PIL in %, <i>incluse</i> la tassa sul CO ₂ e la tassa sull'elettricità calcolate	6,2	5,8	4,4	5,5

Effetti non monetari della Strategia energetica 2050

Non è stato possibile quantificare e monetizzare tutti gli effetti della Strategia energetica 2050. Di seguito sono sinteticamente esposti i quattro principali aspetti non compresi:

- *effetti esterni sul clima*: grazie alla sua politica attiva volta alla riduzione delle emissioni di CO₂ nel quadro della Strategia energetica 2050, la Svizzera contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo dei 2 gradi riconosciuto a livello internazionale;
- *rischi atomici*: l'abbandono dell'energia nucleare riduce i rischi atomici in Svizzera;
- *effetti dinamici sulla crescita*: a seguito della variazione dei prezzi relativi possono risultare effetti dinamici sull'economia nazionale. In primo piano vi sono una maggiore capacità innovativa, con i conseguenti vantaggi concorrenziali, e le opportunità di esportazione sul mercato mondiale (first mover advantages);
- *sicurezza dell'approvvigionamento*: gli effetti della Strategia energetica 2050 sulla sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera vengono descritti nel numero 4.3.5.

6.3.3 Riperussioni sui singoli settori e sui singoli gruppi sociali

Nel 2011 è stato effettuato un confronto tra i prezzi dell'elettricità in Svizzera e quelli degli Stati dell'UE⁸⁸. Ne è risultato che le tariffe dell'elettricità per le economie domestiche elvetiche nel 2010 erano leggermente inferiori a quelle della media europea. I Paesi limitrofi come Austria, Germania e Italia presentano un livello notevolmente più elevato, per contro più modesto in Francia. Allora i prezzi dell'elettricità imputati alle aziende del settore commerciale erano superiori alla media europea. Tuttavia in questo confronto non è stato possibile considerare le tariffe speciali sovente concesse dalle aziende svizzere del settore commerciale (grandi clienti e clienti che beneficiano di particolari contratti), poiché i relativi dati non sono di dominio pubblico. Non è stato effettuato il confronto europeo dei prezzi corrisposti dai clienti industriali, dato che i gruppi di clienti rilevati divergono notevolmente gli uni dagli altri e solitamente le tariffe speciali concesse non sono pubblicate.

Economia/industria

L'onere effettivo prodotto dall'introduzione sul territorio delle misure di politica energetica non è uguale per tutti i settori e per tutte le economie domestiche. Le aziende con elevato consumo energetico, come stipulato nell'Iv. Pa. 12.400 (Liberazione degli investimenti per le energie rinnovabili senza penalizzazione dei grandi consumatori) approvata dal Consiglio nazionale, devono essere esentate perlomeno parzialmente dalla tassa. Il DFF e il DATEC elaborano misure a favore delle imprese che operano in un contesto internazionale e che potrebbero veder compromessa la

⁸⁸ Evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica in Svizzera, UFE, giugno 2011.

propria esistenza dalla tassa sull'energia. Viene esaminata la possibilità di un'esenzione per le imprese ed eventualmente, in contemporanea, di obblighi nel quadro di convenzioni sugli obiettivi. Bisogna sottolineare che, qualora venissero raggiunti gli obiettivi di politica energetica e climatica, le eccezioni per i settori ad elevato consumo energetico genererebbero un maggior onere per gli altri settori e le economie domestiche.

Economie domestiche

In Svizzera i prezzi dell'elettricità variano da regione a regione talora in modo considerevole. A titolo esemplificativo vengono presentati i costi medi dell'elettricità di un'economia domestica rappresentativa nel 2010 e nel 2035 (tabella 16). Si prendono in considerazione sia le tasse calcolate nel modello economico e corrispondenti allo scenario *Misure politiche del Consiglio federale*, sia l'aumento della remunerazione per l'immissione di elettricità proposto dal Consiglio federale per la fase 1. L'evoluzione dei prezzi dell'energia include un tetto dei costi per il probabile potenziamento delle reti dovuto all'incremento delle immissioni decentralizzate. Questo aumento dei costi può essere limitato grazie a misure innovative, ad esempio nel settore della tecnologia di stoccaggio.

Inoltre nel calcolo dei costi si tiene conto degli sviluppi demografici secondo cui il numero delle economie domestiche svizzere passerà da 3,4 milioni nel 2010 a 4,3 milioni nel 2035. Partendo dal consumo di energia delle economie domestiche, dal numero delle economie domestiche e dall'evoluzione dei prezzi dell'energia dello scenario *Misure politiche del Consiglio federale* si possono calcolare i consumi medi di elettricità delle economie domestiche e i costi medi annuali. Tuttavia, dato che contemporaneamente si registra una flessione del consumo di energia elettrica delle economie domestiche, il consumo di ogni economia domestica diminuisce del 32 per cento. Questa flessione va più che a compensare l'aumento di circa il 24 per cento dei prezzi dell'energia e dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete (inclusi remunerazione per l'immissione di elettricità e potenziamento della rete) fino al 2035. I costi dell'energia elettrica dell'economia domestica media diminuiscono pertanto leggermente dal 2010 al 2035 del 16 per cento, passando da 1280 franchi a 1080 franchi. Se al posto della remunerazione per l'immissione di elettricità viene introdotta una tassa sull'elettricità del 23 per cento (scenario *Misure politiche del Consiglio federale*, i costi per ogni economia domestica rimangono praticamente invariati rispetto al 2010. Nello scenario *Nuova politica energetica* il supplemento d'imposta del 31 per cento fa aumentare i costi per ogni economia domestica del 15 per cento nei 25 anni dal 2010 al 2035. Questo aumento è nettamente inferiore alla crescita del PIL del 28 per cento prevista dalla SECO nello stesso periodo. In questo modo il reddito delle economie domestiche nell'intervallo considerato dovrebbe aumentare in modo più marcato rispetto ai costi medi dell'elettricità e quindi l'onere misurato come quota del reddito dovrebbe diminuire. Quali tipologie di economie domestiche, e in quale misura, vengono colpite dall'introduzione delle misure di politica energetica, dipende direttamente dal meccanismo scelto di redistribuzione degli introiti derivanti dalle tasse.

Tabella 16

Economie domestiche, consumo di elettricità e prezzi dell'elettricità 2010 e 2035 (ai prezzi del 2010), scenario Misure politiche del Consiglio federale (POM) con e senza indicazione dell'elettricità, scenario *Nuova politica energetica* (NEP) con indicazione dell'elettricità

	2010 (reali)	2035 (e variazione rispetto al 2010 in %)		
		POM		NEP
		senza tassa	con tassa	con tassa
Numero di economie domestiche, 3,4 in milioni		4,3 (24,4 %)	4,3 (24,4 %)	4,3 (24,4 %)
Consumo di elettricità economie domestiche in TWh	18,6	15,8 (–15,4 %)	15,8 (–15,4 %)	15,5 (–16,6 %)
Consumo per economia domestica in kWh all'anno	5419	3685 (–32,0 %)	3685 (–32,0 %)	3635 (–33,0 %)
Prezzo dell'elettricità incl. potenziamento remunerazione per l'immissione di elettricità e potenziamento della rete inclusa tassa in ct./kWh _{el}	24	29 (24,2 %)	35 (47,0 %)	41 (71,9 %)
Di cui (in ct./kWh _{el}):				
– RIC attuale	0,45		0	0
– RI futura	–	1,55	0	0
– corrispett. utilizz. rete oggi	10,00	10,00	10,00	10,00
– ulter. corr. potenziamento reti	–	1,0	1,0	1,0
Tassa sull'elettricità			23 %	31 %
Costi per economia domestica in fr.	1279	1080 (–15,6 %)	1278 (–0,1 %)	1474 (15,3 %)

6.3.4 Ripercussioni delle singole misure/varianti

In aggiunta alle ripercussioni globali della Strategia energetica 2050 descritte nei precedenti capitoli di seguito vengono presentati importanti aspetti della valutazione delle singole misure.

Sistema di promozione delle energie rinnovabili

I fondi necessari per promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in base agli obiettivi fissati per legge dipendono fortemente dalla velocità con cui la competitività delle tecnologie in questione viene accresciuta grazie gli sviluppi tecnologici e da come si evolvono i prezzi del mercato internazionale dell'energia elettrica, ossia il principale parametro della competitività. Il rischio connesso relativo ai costi viene sostenuto dai consumatori di energia elettrica che finanziano la promozione attraverso i supplementi sulle tasse per l'utilizzazione della rete. Le tecnologie che usufruiscono delle misure di promozione richiedono attualmente un importo medio di 13 centesimi per ogni chilowattora di energia elettrica prodotta. Con il tempo, grazie alla riduzione dei costi generata dagli sviluppi tecnologici, per ogni franco destinato alla promozione sarà possibile ricavare più energia elettrica da fonti rinnovabili. Un importante fattore dei costi complessivi della promozione

risulta quindi essere la rapidità nello sviluppo di queste tecnologie. La sola promozione attraverso la remunerazione per l'immissione di elettricità difficilmente produrrà incentivi verso le innovazioni tecnologiche poiché i relativi mercati hanno una forte connotazione internazionale e la domanda in Svizzera ricopre solamente una piccola quota del mercato. Al contrario la remunerazione per l'immissione di elettricità e il conseguente aumento della domanda possono contribuire alla progettazione e realizzazione di impianti più efficienti. L'introduzione della commercializzazione diretta può aumentare gli incentivi all'innovazione, poiché i rischi di mercato vengono sostenuti in misura maggiore dagli investitori.

Efficienza energetica

I bandi di gara, il cui potenziamento arriverà fino a 100 milioni di franchi all'anno, porteranno in modo limitato a misure di efficienza elettrica non redditizia. Sono attesi costi di promozione tra i 5 e gli 8 centesimi per ogni chilowattora di elettricità risparmiato. Un importante requisito che permette a queste misure di essere efficaci sta nel fatto che un'intensa concorrenza per ottenere i mezzi di promozione può mantenere costante la ricerca di nuove ed efficienti misure di risparmio energetico.

Il rafforzamento del Programma Edifici (art. 34 della legge sul CO₂ proposto) a 600 milioni di franchi all'anno creerà nuovi diritti alla promozione. Si prevede anche un incremento degli effetti di trascinamento, per ora difficili da quantificare (rimunerazione di prestazioni che verrebbero erogate anche senza promozione) e un aumento dei costi di promozione, attualmente stimati relativamente bassi a quota 1,1 centesimo per ogni chilowattora di energia risparmiato.

D'ora in poi i fornitori di energia elettrica devono essere coinvolti al fine di promuovere l'efficienza elettrica tra i consumatori finali. I costi previsti per le misure di efficienza sono pressappoco identici a quelli dei bandi di gara. Il controllo delle misure di efficienza dei fornitori di energia elettrica può comportare un onere considerevole per la Confederazione.

Le misure per l'aumento dell'efficienza energetica dei veicoli (art. 10–13 della legge sul CO₂ proposti) generano costi per le sanzioni agli acquirenti dei veicoli. I costi per le sanzioni sono estremamente eterogenei e nell'attuale sistema, per le automobili nel caso specifico e senza conteggiare i veicoli più efficienti, ammontano per la durata media di un veicolo a 0–750 franchi per ogni tonnellata di CO₂ risparmiata. Al fine di garantire un adeguato rapporto tra costi e benefici ed evitare indesiderate distorsioni del mercato, le prescrizioni sulle emissioni si orientano agli sviluppi tecnologici e agli standard internazionali, in particolare agli obiettivi e alle sanzioni applicati nell'UE.

6.4 Ripercussioni sull'ambiente

Le ripercussioni sull'ambiente della Strategia energetica 2050 sono state oggetto di uno studio scientifico svolto da un ufficio esterno su mandato del l'UFAM⁸⁹. Come riferimento per la valutazione è stata considerata la vigente legislazione in materia ambientale e climatica e l'attuale situazione dell'approvvigionamento energetico.

⁸⁹ Energiestrategie 2050: Umweltanalyse und Bewertung der Massnahmen, Ufficio federale dell'ambiente.

L'analisi evidenzia che la Strategia energetica 2050 complessivamente ha effetti positivi sull'ambiente. Gli obiettivi, gli standard ambientali e le procedure sanciti dalla legislazione in materia ambientale e climatica vengono complessivamente sostenuti dalla Strategia energetica 2050 e, a seconda della strutturazione delle misure, addirittura rafforzati durevolmente. Con l'attuale pacchetto di misure e con altri pacchetti che si renderanno probabilmente necessari per la graduale trasformazione a lungo termine del sistema energetico entro il 2050 (scenario *Nuova politica energetica*), le emissioni di CO₂ dovute al consumo di energia dovranno essere ridotte di 7,6 milioni di tonnellate entro il 2020 (stato 2010: 40 mio. di tonnellate), di 14,3 entro il 2035 e di 31,9 milioni entro il 2050.

Svariate misure del primo pacchetto contribuiscono direttamente al raggiungimento degli obiettivi, nel frattempo integrati nella legge sul CO₂, relativi alla riduzione delle emissioni di gas serra. Con il primo pacchetto di misure le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico diminuiranno sensibilmente, nonostante per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento perlomeno in modo provvisorio la Svizzera dovrà produrre elettricità anche da fonti fossili, generando quindi ulteriori emissioni di CO₂.

Le misure adottate a livello di efficienza energetica (cfr. n. 4.2.1) possono essere considerate positive o molto positive dal punto di vista ambientale. E in particolare l'inasprimento degli obiettivi relativi alle emissioni di CO₂ delle automobili ad avere un notevole impatto positivo. Gli obiettivi di politica ambientale della Confederazione vengono supportati inoltre da misure generali volte a potenziare la formazione e il perfezionamento, l'assicurazione qualità, la funzione di modello dell'amministrazione pubblica e la ricerca tecnologica. Interventi di economia di mercato, come quelli perseguiti nella seconda fase della Strategia energetica 2050 con il passaggio dal sistema di promozione al sistema d'incentivazione contribuiscono a far sì che i costi ambientali esterni vengano addebitati in base al principio di causalità.

Anche la promozione delle energie rinnovabili in base al livello della tecnica concorre a raggiungere gli obiettivi della lotta contro l'inquinamento atmosferico e della politica climatica. Tuttavia la costruzione di nuovi impianti di produzione di energia può generare effetti negativi sul paesaggio, l'ambiente e la biodiversità, in particolar modo se la valutazione, come nello studio summenzionato, viene effettuata mediante un confronto con una situazione non edificata («prato verde»). Se lo sviluppo delle energie rinnovabili – come previsto nella Strategia energetica 2050 – avverrà nell'ambito dei potenziali sfruttabili in modo durevole e con bassi livelli di emissioni, le ripercussioni sull'ambiente saranno nel complesso sostenibili. A tale scopo nel primo pacchetto di misure sono inclusi anche strumenti di pianificazione del territorio (n. 4.2.6). Il previsto concetto per lo sviluppo delle energie rinnovabili identifica i territori adeguati per l'impiego di energie rinnovabili che infine vengono definiti nella pianificazione territoriale.

Il progetto presentato in questa sede è stato annunciato nel messaggio del 25 gennaio 2012⁹⁰ sul programma di legislatura 2011–2015 e nel decreto federale del 15 giugno 2012⁹¹ sul programma di legislatura 2011–2015.

L'obiettivo 20 del programma di legislatura 2011–2015 punta a garantire l'approvvigionamento della Svizzera in energia e in risorse naturali a lungo termine e ad avviare l'abbandono graduale del nucleare. Tra le misure necessarie per raggiungere l'obiettivo figura anche la concretizzazione e l'attuazione della Strategia energetica 2050. Nel messaggio sul programma di legislatura 2011–2015 del 25 gennaio 2012 il Consiglio federale scrive: «Il nostro Collegio intende continuare a garantire un'elevata sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, pur rinunciando a medio termine all'energia nucleare. Le centrali nucleari esistenti andranno disattivate alla fine del loro ciclo di vita, stabilito in funzione di criteri di sicurezza tecnici, e non sostituite da altre centrali nucleari. Per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, puntiamo su maggiori risparmi (efficienza energetica), sul potenziamento dell'energia idroelettrica e delle nuove energie rinnovabili e, se necessario, sulla produzione di energia elettrica a partire da combustibili fossili (impianti di cogenerazione, centrali a gas a ciclo combinato), nonché sulle importazioni. Occorre inoltre ampliare in tempi brevi le reti di trasporto dell'energia elettrica e incentivare la ricerca in campo energetico». Con il presente messaggio viene raggiunto l'obiettivo fissato nel programma di legislatura di avvio della concretizzazione della Strategia energetica 2050 (oggetto che figura nel programma di legislatura).

Al fine di ridurre il consumo di risorse naturali portandolo a un livello ecologicamente sostenibile, nell'ottobre 2010 il Consiglio federale ha avviato una serie di interventi di più ampio respiro per la realizzazione di un'economia verde. La concretizzazione e l'attuazione delle misure per la green economy figurano come oggetto nel programma di legislatura 2011–2015. Le misure previste nell'ambito della Strategia energetica 2050 nei settori dell'efficienza energetica e della promozione delle energie rinnovabili supportano il Consiglio federale nel raggiungimento degli obiettivi nel campo dell'economia verde.

La Svizzera ha ripreso lo sviluppo sostenibile fra i suoi obiettivi a lungo termine. Nella Costituzione federale⁹² è sancito più volte, in particolare in uno degli articoli introduttivi (art. 2, che elenca gli scopi della Confederazione). Per adempiere a questo mandato, dal 1997 il Consiglio federale presenta periodicamente le sue intenzioni nella *Strategia per uno sviluppo sostenibile*,⁹³ un documento al quale

⁹⁰ FF **2012** 305, in particolare pagg. 393–395 e pag. 437

⁹¹ FF **2012** 6413, in particolare pag. 6421

⁹² RS **101**

⁹³ Strategia per uno sviluppo sostenibile 2012-2015. Ufficio federale dello sviluppo territoriale; consultabile su Internet all'indirizzo www.are.admin.ch > Temi > Sviluppo sostenibile > Strategia per uno sviluppo sostenibile.

riferirsi per interpretare il concetto di sviluppo sostenibile, per attuarlo nei diversi settori della politica federale e per organizzare la collaborazione con i Cantoni, le Regioni, le città e i Comuni.

Con la strategia per il periodo 2012–2015, la quarta presentata finora, il Consiglio federale ribadisce il suo impegno in questo ambito e guarda avanti facendo tesoro delle esperienze raccolte. La strategia presenta cinque linee guida, un bilancio politico dal 1992 in poi e un piano d'azione rielaborato, che propone misure per la legislatura in corso e attività concomitanti, volte a garantire una messa in atto efficace.

La Strategia energetica 2050 rafforza la strategia per uno sviluppo sostenibile della Confederazione. Le misure del primo pacchetto supportano e intensificano il piano d'azione esistente relativo all'attuazione della strategia per uno sviluppo sostenibile 2012–2015 che prevede, in campo energetico, di ridurre il consumo e di promuovere le energie rinnovabili (punto 2 del piano d'azione 2012–2015).

7.3 Rapporto con il Progetto territoriale Svizzera

Il Progetto territoriale è un piano elaborato congiuntamente tra il 2005 e il 2010 da Confederazione, Cantoni, città e Comuni con l'obiettivo di formulare per la prima volta una strategia comune per lo sviluppo territoriale futuro della Svizzera. Tale piano presenta gli obiettivi, le strategie e i suggerimenti per i tre livelli istituzionali al fine di consentire un utilizzo sostenibile e parsimonioso del suolo e delle altre risorse della Svizzera.

All'interno della Strategia energetica 2050 sono previste delle delimitazioni territoriali per gli impianti destinati alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Mediante una pianificazione accurata si punta ad attuare gli obiettivi della Strategia energetica a livello territoriale e a risolvere eventuali conflitti con interessi di protezione. L'obiettivo è la delimitazione e la designazione di ubicazioni adeguate nei piani direttori dei Cantoni e sulle carte dei venti, dei fiumi e simili.

7.4 Rapporto con il piano d'azione Economia verde

Il 27 febbraio 2013 il Consiglio federale ha deciso di respingere l'iniziativa popolare federale «Per un'economia sostenibile ed efficiente in materia di gestione delle risorse (economia verde)» e di preparare una revisione parziale della legge del 7 ottobre 1983⁹⁴ sulla protezione dell'ambiente (LPAmb) quale controprogetto indiretto. Il piano d'azione Economia verde, approvato l'8 marzo 2013 dal Consiglio federale, serve da base per il disegno di revisione della LPAmb.

La Strategia energetica 2050, oltre all'approvvigionamento energetico, ha per oggetto anche l'efficienza delle risorse in riferimento alla produzione e al consumo di energia. L'obiettivo del piano d'azione Economia verde è la riduzione dell'impatto ambientale e l'aumento dell'efficienza delle risorse nei settori non energetici.

Sia la Strategia energetica 2050 che il piano d'azione Economia verde, ognuno per i rispettivi ambiti, contribuiscono in modo quasi equivalente a un impiego delle

⁹⁴ RS 814.01

risorse naturali efficiente e rispettoso dell'ambiente e a un posizionamento efficace della Svizzera nel settore cleantech.

Nella Strategia energetica 2050 il percorso si basa su obiettivi quantitativi; per quanto riguarda l'ambiente, nel quadro del piano d'azione Economia verde gli obiettivi ambientali devono ancora essere definiti.

8 Aspetti giuridici

8.1 Costituzionalità e legalità

8.1.1 Basi giuridiche

La legge sull'energia poggia innanzitutto sull'articolo relativo alla politica energetica (art. 89 Cost.), ma anche su numerose altre disposizioni costituzionali, quali l'articolo 64 Cost. (ricerca), l'art. 74 Cost. (protezione dell'ambiente), l'art. 75 Cost. (pianificazione del territorio), l'art. 76 Cost. (acque) e l'art. 91 Cost. (trasporto di energia), tutti citati all'inizio della legge.

L'articolo 89 capoverso 2 Cost. (politica energetica) assegna alla Confederazione l'incarico di emanare principi generali per l'utilizzo delle energie indigene e di quelle rinnovabili e per un consumo energetico parsimonioso e razionale. La Confederazione possiede quindi competenze a legiferare limitate ed è responsabile dell'emanazione di disposizioni con un elevato grado di astrazione e solo eccezionalmente di disposizioni concrete, applicabili ad un singolo caso specifico, qualora ciò sia necessario per la realizzazioni di questioni di centrale importanza.⁹⁵ Nel nuovo progetto la Confederazione presenta principi e obiettivi nei settori indicati, ad esempio negli articoli da 1 a 6, 11–16 e 46 D-LEne. Anche le misure di promozione nell'ambito di informazione, consulenza, formazione e perfezionamento, nonché le prescrizioni negli articoli da 48 a 52 D-LEne vengono citate nell'articolo 89 capoverso 2 Cost⁹⁶. Con l'obbligo sancito dall'articolo 49 D-LEne di consegna dei cosiddetti certificati bianchi s'intendono promuovere tra i consumatori finali misure volte a migliorare l'efficienza nel consumo di elettricità. Con il versamento di una tassa sostitutiva secondo l'articolo 49 capoverso 2 D-LEne, i fornitori con una vendita inferiore a 30 GWh possono essere esentati dalla consegna dei certificati bianchi. Di conseguenza i fornitori più piccoli devono essere esentati da un obbligo legale. Poiché la tassa non persegue né un obiettivo fiscale né è dovuta senza alcuna condizione, essa non può essere definita come imposta. Pertanto non è necessaria un'esplicita approvazione su base costituzionale, ma è sufficiente la competenza della Confederazione per legiferare in quell'ambito specifico.⁹⁷

In base all'articolo 89 capoverso 3 Cost. la Confederazione emana prescrizioni sul consumo energetico di impianti, veicoli e apparecchi. Questa disposizione costituzionale contiene un mandato legislativo più ampio, non limitato a principi, che la nuova legge, come già quella sull'energia del 1998, adempie nell'articolo 45.

⁹⁵ Riccardo Jagmetti, *Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht*, vol. VII, *Energierecht*, n. marg. 1321 seg.

⁹⁶ Cfr. messaggio del 21 agosto 1996 concernente la legge sull'energia, FF **1996** IV 872, in particolare pag. 989.

⁹⁷ Cfr. in merito alla funzione e alla portata della riserva costituzionale nel diritto tributario: Helen Keller/Matthias Hauser, *Verfassungskonforme Ertragsverwendung einer Klimaleistungsabgabe*, AJP 7/2009, pag. 803–829.

Nell'articolo 89 capoverso 3 secondo periodo Cost. alla Confederazione viene assegnata la facoltà di promuovere lo sviluppo di tecniche energetiche in particolare nel settore del risparmio energetico e delle energie rinnovabili. Si tratta di una competenza fortemente limitata dal punto di vista concreto che si riferisce solo a sviluppi di novità, ma non al supporto di applicazioni.⁹⁸ Su tali basi e sull'articolo generale dedicato alla ricerca (art. 64 Cost.) poggiano la promozione della ricerca fondamentale, della ricerca applicata e dello sviluppo iniziale di nuove tecnologie energetiche e il sostegno di impianti e progetti pilota e di dimostrazione (art. 55 D-LEne).

L'articolo 74 Cost. conferisce alla Confederazione la competenza generale di adottare tutte le misure ad hoc per il raggiungimento dell'obiettivo di protezione dell'ambiente.⁹⁹ Poiché la gestione parsimoniosa dell'energia e la promozione delle energie rinnovabili contribuiscono a ridurre l'impatto ambientale, l'articolo in questione attribuisce alla Confederazione ampie possibilità di intervento e di gestione nel settore energetico. L'articolo 74 Cost. costituisce la base legale di qualsiasi disposizione contenuta nella legge sull'energia con la quale, in ultima analisi, si punta a ridurre o limitare le conseguenze nocive o dannose sull'uomo e sull'ambiente e stabilisce altresì che i costi delle misure di prevenzione e rimozione sono a carico di chi li ha causati (art. 74 cpv. 2 Cost.). Sull'articolo dedicato all'ambiente si fondano in particolare le misure descritte nella legge sull'energia che hanno per oggetto la promozione dell'applicazione pratica di procedure, materiali e prodotti così come il sostegno a misure relative all'impiego dell'energia e del calore residuo (art. 56 D-LEne), nonché la promozione di misure efficienti sotto il profilo energetico (art. 34 D-LEne). Queste misure non sono coperte dall'articolo 89 capoverso 3 dato che l'articolo sull'energia non conferisce alla Confederazione nessuna competenza per la promozione di comportamenti conformi agli obiettivi in quanto tali.¹⁰⁰

Anche il supplemento rete introdotto nell'ambito dell'emanazione della LAEl e la tassa sul CO₂ trovano la relativa base costituzionale nella competenza specifica della Confederazione. Per il supplemento rete e i relativi utilizzi (art. 37 D-LEne) si tratta in particolare dell'articolo 89 Cost., mentre la tassa sul CO₂ (art. 29 della legge sul CO₂) si basa sull'articolo 74 Cost. Il supplemento rete è stato concepito come tassa di compensazione con categoria di utilizzazione particolare per la compensazione di oneri speciali e conseguenti svantaggi concorrenziali che singoli concorrenti (principalmente gestori di rete) si accollano per adempiere a doveri giuridici o a obiettivi prescritti dalla legge (in particolare l'obbligo di ritiro di elettricità da fonti rinnovabili). Per la riscossione di una tassa di compensazione di questo tipo non è richiesta nessuna base costituzionale esplicita.¹⁰¹ Anche per la tassa sul CO₂, in quanto tassa d'incentivazione, è sufficiente una competenza specifica nella Costituzione federale.

La tassa d'incentivazione sul CO₂ viene aumentata nell'ambito della Strategia energetica 2050. La percentuale massima del ricavo a destinazione vincolata resta tutta-

⁹⁸ Jagmetti, op. cit., n. marg. 8107 e 8202 segg.

⁹⁹ Reto Morell, in: Ehrenzeller et al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, n. 14 relativo all'art. 74.

¹⁰⁰ Jagmetti, op. cit., n. marg. 8202 segg.

¹⁰¹ Cfr. perizia dell'Ufficio federale di giustizia (UFG) dell'8 agosto 2011, «Verfassungsfragen zum Ausstieg aus der Kernenergie», all'attenzione della Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio degli Stati, n. 3.1, con rinvio alla perizia UFG del 16 dicembre 2005 «Verfassungsmässigkeit der vom Nationalrat am 22.9.2005 beschlossenen Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze» (disponibili in Internet all'indirizzo www.bfe.admin.ch, rubrica Strategia energetica 2050).

via pari a un terzo del ricavo complessivo; in questo modo si garantisce che la tassa sul CO₂ continui a svolgere il suo effetto incentivante principalmente attraverso la riscossione dei tributi e che non serva in primo luogo all'acquisizione di mezzi finanziari. Con la parte vincolata del ricavo vengono sostenute ora anche misure che esercitano il loro effetto a lungo termine e in parte in modo indiretto, più precisamente misure volte ad aumentare l'efficienza energetica degli edifici e la percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili, nonché misure di informazione e consulenza. Quest'incentivo contribuisce a ridurre le emissioni di CO₂ sul lungo periodo e risulta pertanto essere conforme all'obiettivo incentivante. Nell'articolo 57 capoverso 2 D-LEne si sottolinea espressamente che i proventi della tassa possono essere utilizzati solo per sostenere misure conformi agli obiettivi.

L'articolo 76 Cost. rappresenta la base per le prescrizioni della Confederazione per la protezione delle acque e sull'utilizzo delle stesse per la produzione di energia. È su questo articolo che poggia l'indennizzo sancito nell'articolo 36 D-LEne riconosciuto al proprietario di una centrale idroelettrica per l'attuazione di provvedimenti di protezione delle acque.¹⁰²

L'articolo 91 capoverso 1 Cost. sancisce che la Confederazione emana prescrizioni sul trasporto e sull'erogazione di energia elettrica. Sulla base di quest'ampia competenza legislativa la Confederazione può ad es. stilare regolamenti per le aziende del settore elettrico, prevedere principi e misure concernenti la sicurezza dell'approvvigionamento come obblighi di allacciamento e fornitura e regolamentare il rapporto tra fornitore d'energia e utente (diritti e doveri di entrambi). In quest'ultimo punto rientra anche l'emanazione di disposizioni tariffarie relative al campo d'applicazione dell'articolo 91 Cost. anche se questa competenza non è influenzata dalla rinuncia alle competenze tariffarie citate nell'articolo 89 Cost.¹⁰³ In particolare la LAEl e quindi anche le relative modifiche previste (cfr. n. 5.2.7) come pure gli articoli da 7 a 9 e 17 D-LEne si basano sull'articolo 91 capoverso 1 Cost.

Le prescrizioni in materia di pianificazione del territorio previste dalla legge sull'energia (art. 11 segg. D-LEne) sono conciliabili con le competenze dell'articolo 75 Cost., tanto più che la pianificazione spetta in primo luogo ai Cantoni. Sulla base della competenza relativa alla legislazione di principio sancita da questa disposizione costituzionale la Confederazione può stabilire dei principi vincolanti che illustrano ai Cantoni gli obiettivi da perseguire e gli strumenti, le misure e le procedure da utilizzare per svolgere l'incarico di pianificazione del territorio.¹⁰⁴ Negli articoli 14 e 15 D-LEne si procede inoltre a una valutazione dell'interesse nazionale nei confronti degli impianti che utilizzano energia da fonti rinnovabili e delle centrali di pompaggio. Questi principi devono essere presi in considerazione nell'ambito di una ponderazione degli interessi; in questo modo non si crea alcuna contraddizione con l'incarico di protezione della Confederazione sancito dall'articolo 78 capoverso 2 Cost. (protezione della natura e del paesaggio), dato che già dal pream-

¹⁰² Cfr. rapporto della Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio degli Stati del 12 agosto 2008 concernente l'iniziativa parlamentare Protezione e utilizzo dei corsi d'acqua (07.492), n. 6.1, FF **2008** 7033, in particolare pag. 7601.

¹⁰³ Cfr. perizia dell'UFG del 23 ottobre 1996 concernente le competenze costituzionali della Confederazione nel settore dell'elettricità, con gli ulteriori riferimenti bibliografici, nonché messaggio concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico, FF **2005** 1447 e segg., in particolare pag. 1511.

¹⁰⁴ Martin Lendi, in: Ehrenzeller et. al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, n. 24 relativo all'art. 75.

bolo si evince come tale incarico debba essere sempre adempiuto tenendo conto delle circostanze contingenti nell'ambito di una ponderazione degli interessi. Vi è un interesse pubblico sia nella conservazione di determinati territori ed edifici sia nell'adempimento dei compiti della Confederazione previsti dalla Costituzione federale che possono causare modifiche dei territori e degli edifici.¹⁰⁵

Ci si chiede, infine, se per l'attuazione delle mozioni adottate dalle Camere federali circa l'abbandono dell'energia nucleare¹⁰⁶ sia sufficiente apportare una modifica alla LEnu o sia necessario, invece, modificare la Costituzione federale. A questo proposito bisogna osservare innanzitutto che l'articolo 90 Cost. prevede una vasta competenza legislativa e concede al legislatore un largo margine di manovra per la definizione delle disposizioni. Il testo è formulato in modo molto ampio. Jagmetti obietta tuttavia che l'articolo 24^{quinqies} della vecchia Costituzione federale (vCost.) parte dal presupposto che l'utilizzo dell'energia nucleare sia possibile entro determinati limiti. Un divieto comporterebbe pertanto una modifica della Costituzione.¹⁰⁷ L'argomentazione di Jagmetti si fonda evidentemente su un'interpretazione storica dell'articolo 24^{quinqies} vCost. succitato a cui non può essere però attribuito carattere prioritario. Sulla base di un'interpretazione teleologica e fondata sul contesto attuale dell'articolo 90 Cost. è possibile disporre per legge un abbandono della produzione di energia nucleare motivato da «misure di polizia».¹⁰⁸ Questo tanto più che in base alle mozioni non possono essere rilasciate autorizzazioni di massima per la costruzione di nuove centrali nucleari e la LEnu deve essere modificata di conseguenza. Le mozioni precisano tuttavia che in questo modo non viene emanato alcun divieto tecnologico. Inoltre le centrali nucleari devono essere disattivate (solo) se non soddisfano più le prescrizioni di sicurezza (n. 1, 1^{bis} e 2). Per quanto riguarda l'articolo 89 cpv. 1 Cost., quest'ultimo stabilisce degli obiettivi di politica energetica contrastanti tra loro, ma tutti di pari importanza. È in primo luogo compito del legislatore risolvere eventuali conflitti tra gli obiettivi nel miglior modo possibile. Letto in tale ottica l'articolo 89 cpv. 1 Cost. non si frappone quindi all'abbandono dell'energia nucleare. Gli obiettivi di politica energetica previsti dall'articolo 89 cpv. 1 Cost. conservano tuttavia la loro validità anche per la ridefinizione della politica energetica che richiede l'abbandono dell'energia nucleare.¹⁰⁹ È possibile quindi concludere che gli articoli 89 e 90 Cost. contengono una base costituzionale sufficiente per modificare la LEnu, tanto più che non si auspica alcun divieto della tecnologia nucleare. Non è pertanto necessario apportare alcuna modifica alla Costituzione.

¹⁰⁵ Arnold Marti, in: Ehrenzeller et. al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, op. cit., n. 7 relativo all'art. 78.

¹⁰⁶ Mo. Gruppo dei Verdi 11.3257 Abbandonare il nucleare; Mo. Gruppo BD 11.3426 Nessuna nuova autorizzazione di massima per la costruzione di centrali nucleari; Mo. Schmidt Roberto 11.3436 Abbandono graduale dell'energia nucleare; Boll. Uff. **2011** S 972 segg. Le mozioni sono state modificate dalle Camere federali.

¹⁰⁷ Riccardo Jagmetti, in: Kommentar zur [alten] Bundesverfassung der Schweiz. Eidgenossenschaft, n. 2 relativo all'art. 24^{quinqies}

¹⁰⁸ Cfr. perizia dell'Ufficio federale di giustizia dell'8 agosto 2011, pag. 9

¹⁰⁹ Perizia dell'Ufficio federale di giustizia dell'8 agosto 2011, pag. 2

8.1.2

Compatibilità con i diritti fondamentali

Alcune disposizioni e misure della legge sull'energia possono comportare delle limitazioni della libertà economica (art. 27 e 94 cpv. 1 Cost.).¹¹⁰ I requisiti d'intervento sanciti dall'articolo 36 Cost. sono soddisfatti. Le norme contenute nella legge sull'energia puntano a garantire un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico e soprattutto compatibile con le esigenze della protezione dell'ambiente nonché un consumo energetico parsimonioso e razionale. Le misure risultano essere adeguate e necessarie a garantire questi interessi pubblici; inoltre non esulano da quanto deve essere fatto ragionevolmente per raggiungere gli obiettivi prefissati e sono accettabili in base agli obiettivi indicati. Conformemente alla giurisprudenza del Tribunale federale è inammissibile «adottare misure di politica economica o di politica professionale che ostacolano la libera concorrenza al fine di assicurare o favorire determinati rami d'attività o forme di gestione o di escludere l'attività economica privata o il sistema basato sulla concorrenza».¹¹¹ Devono essere evitate visibili distorsioni della concorrenza non giustificate dall'interesse pubblico.¹¹² Tali norme non sono contenute nella legge sull'energia. Le misure previste non sono fondate su considerazioni di ordine politico-economico.

Nel disegno di legge sono contenute, inoltre, alcune norme che possono comportare disparità di trattamento (ad es. il rimborso del supplemento rete ai grandi consumatori). Conformemente alla giurisprudenza del Tribunale federale un atto legislativo viola il principio della parità di trattamento prevista dall'articolo 8 Cost. se opera distinzioni legali per le quali non viene riscontrato un motivo ragionevole nelle circostanze da regolamentare oppure omette distinzioni che si impongono in base alle circostanze, ovvero quando fattispecie uguali non vengono trattate in modo uguale nonostante la loro uguaglianza e fattispecie diverse non vengono trattate in modo diverso nonostante la loro diversità. Il presupposto è che la parità o la disparità di trattamento ingiustificata si riferisca a un fatto sostanziale. Nel quadro di questi principi e del divieto dell'arbitrarietà, al legislatore viene lasciato un ampio margine di manovra.¹¹³ Le differenze stabilite nella legge sull'energia poggiano tuttavia su motivi obiettivi. La parità di trattamento viene garantita.

8.1.3

Rapporto con il diritto cantonale

In virtù dell'articolo 89 Cost. determinati compiti legati alla politica energetica competono principalmente ai Cantoni (misure concernenti il consumo di energia negli edifici) e altri esclusivamente alla Confederazione (prescrizioni sul consumo energetico di impianti, veicoli e apparecchi). Taluni compiti competono, invece, a entrambi (misure di promozione quali informazione e consulenza o formazione e perfezionamento nonché la promozione orientata al consumatore nell'ambito di un utilizzo parsimonioso e razionale dell'energia). La Confederazione e i Cantoni devono coordinare tra loro le attività di politica energetica svolte e orientarle a un obiettivo comune.¹¹⁴

¹¹⁰ Cfr. messaggio concernente la legge sull'energia 1998, FF **1996** IV 989

¹¹¹ DTF **138** I 378 consid. 8.3 nonché DTF **131** I 223 consid. 4.2

¹¹² DTF **130** I 26 consid. 6.3.3.1

¹¹³ Cfr. DTF **138** I 321 consid. 3.2, DTF **137** V 121 consid. 5.3, DTF **136** I I consid. 4.1

¹¹⁴ Messaggio concernente la legge sull'energia del 1998, FF **1996** IV 937

Il principio del coordinamento viene esplicitamente citato nell'articolo 5 capoverso 1 D-LEne. Occorre altresì coordinare maggiormente la pianificazione nell'ambito del potenziamento delle energie rinnovabili. A tal fine i Cantoni elaborano insieme un concetto, supportati dalla Confederazione (art. 11 e 12 D-LEne). L'obiettivo consiste nell'individuare delle ubicazioni per gli impianti che godano di un consenso su scala nazionale. Nell'articolo 16 D-LEne si impone ai Cantoni di prevedere rapide procedure di autorizzazione per la costruzione di impianti per l'impiego di energie rinnovabili. Questo principio, così come le altre linee guida definite sulla base dell'articolo 89 capoverso 2 Cost. e stabilite nella legge sull'energia (ad es. art. 6 cpv. 1 e 2 nonché art. 13 D-LEne) volte al raggiungimento degli obiettivi stabiliti nell'articolo 1 segg. D-LEne, lasciano ai Cantoni ampi margini di manovra nella definizione concreta della propria legislazione.

Le misure relative al consumo di energia all'interno degli edifici sono principalmente di competenza dei Cantoni. L'articolo 46 D-LEne si limita pertanto a definire alcuni principi e assegnare pochi incarichi legislativi destinati ai Cantoni. Con il modello di prescrizioni energetiche dei Cantoni (MoPEC 2008) viene creato un «pacchetto completo» di prescrizioni del diritto energetico relative a questi settori elaborato congiuntamente dai Cantoni sulla base della loro esperienza in campo esecutivo. L'emanazione di prescrizioni per l'uso, ad es. limiti di orario e di potenza per l'illuminazione, l'utilizzo di impianti elettrici o per il riscaldamento elettrico degli spazi esterni è di competenza delle autorità cantonali (o comunali).

La Confederazione sostiene i Cantoni nell'attuazione dei loro compiti attraverso il finanziamento (mediante contributi globali), il coordinamento e l'elaborazione di basi e condizioni quadro legali. Il *sostegno* alle attività della Confederazione da parte dei Cantoni attraverso misure cantonali ad hoc è invece molto importante soprattutto nei settori della mobilità e degli apparecchi. La maggior parte dei Cantoni possiede delle basi legali o un programma di incentivazione del trasporto pubblico.

8.2 Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera

Sul fronte del diritto in materia di energia e del commercio di vettori energetici la Svizzera è legata a vari contratti e accordi bilaterali e multilaterali. A questo proposito va citato il contratto entrato in vigore nel 1998 relativo alla Carta dell'energia del 17 dicembre 1994¹¹⁵ che obbliga la Svizzera ad attenuare le distorsioni di mercato e gli ostacoli alla concorrenza nell'attività economica nel settore dell'energia e ad emanare delle leggi a tale scopo. In base a un protocollo aggiuntivo, il protocollo della Carta dell'energia sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati¹¹⁶, la Svizzera deve formulare strategie e obiettivi politici volti a migliorare l'efficienza energetica, incoraggiare l'attuazione di nuovi approcci e metodi di finanziamento di investimenti destinati al risparmio di energia e alla protezione dell'ambiente correlata all'energia e sviluppare programmi di efficienza energetica adeguati. Per quanto riguarda il commercio di vettori energetici, beni di equipaggiamento in ambito energetico e servizi energetici fanno fede i principi basilari

¹¹⁵ RS 0.730.0

¹¹⁶ RS 0.730.01

dell'Accordo che istituisce l'Organizzazione mondiale del commercio (OMC¹¹⁷) dell'Accordo generale sulle tariffe doganali e sul commercio (GATT¹¹⁸), nonché il principio del trattamento della nazione più favorita e del trattamento nazionale. Per il commercio di vettori energetici e beni di equipaggiamento in ambito energetico tra Svizzera e UE si applica l'Accordo di libero scambio con l'UE del 1972¹¹⁹ che prevede in particolare l'esenzione doganale sui prodotti industriali e vieta le restrizioni quantitative e le misure con effetto equivalente nonché le discriminazioni di natura fiscale. La convenzione EFTA¹²⁰ contiene regolamentazioni inerenti alla libera circolazione delle merci, lo scambio di servizi e la protezione della proprietà intellettuale tra la Svizzera e gli altri Stati EFTA. Inoltre la Svizzera può contare su una rete di 26 accordi di libero scambio con 35 partner al di fuori dell'UE. Le prescrizioni relative alle sovvenzioni statali sono contenute inoltre nell'Accordo sulle sovvenzioni e sulle misure compensative che costituisce parte integrante delle norme dell'OMC. Tale accordo prevede la possibilità di contestare le sovvenzioni solamente se sono specifiche, ossia se l'accesso alla sovvenzione è esplicitamente limitato a determinate imprese e determinati settori.

Le prescrizioni tecniche, nuove o modificate, relative ai requisiti di prodotti, ad esempio riguardanti prestazioni e designazione, sono considerate prescrizioni tecniche e in ambito internazionale devono rispettare i principi dell'Accordo sugli ostacoli tecnici al commercio dell'OMC¹²¹. Tali prescrizioni tecniche nuove o modificate devono essere notificate nell'ambito di questo accordo. Inoltre, qualora differiscano dal diritto dell'Unione europea, le prescrizioni tecniche proposte devono essere notificate all'UE nell'ambito dell'accordo EFTA.

Sul fronte della protezione del clima, con il protocollo di Kyoto la Svizzera si è impegnata a ridurre, dal 2008 al 2012, le sue emissioni di gas serra dell'8 per cento rispetto ai valori del 1990. Finora non è stato ancora possibile definire un regime sostitutivo per il protocollo di Kyoto scaduto nel 2012. Durante la 18ª Conferenza sul clima delle Nazioni Unite tenutasi in Qatar alla fine del 2012, i 27 Stati dell'UE e gli altri 11 Paesi industrializzati, Svizzera inclusa, hanno acconsentito a proseguire questo accordo per un periodo di altri otto anni. Nel 2014 verrà svolta una revisione degli obiettivi di riduzione del CO₂. Il 23 dicembre 2011 il Parlamento svizzero ha approvato la nuova legge sul CO₂ creando così la base legale per la politica climatica della Svizzera dal 2013 al 2020 secondo cui entro il 2020 le emissioni di gas serra in Svizzera dovranno essere ridotte complessivamente del 20 per cento rispetto ai valori del 1990 (art. 3 cpv. 1 della legge sul CO₂).

La Strategia energetica 2050 è orientata al raggiungimento e al rispetto degli impegni internazionali sopra descritti. Nel D-LEne le misure esistenti per la promozione dell'efficienza e della protezione dell'ambiente in campo energetico vengono portate avanti e potenziate.

Gli impegni internazionali nell'ambito del commercio internazionale e del diritto in materia di aiuti al momento attuale non contrastano con i meccanismi di incentivazione previsti dalla legge sull'energia. Nell'ambito dei negoziati sull'elettricità in

¹¹⁷ RS **0.632.20**

¹¹⁸ RS **0.632.21**

¹¹⁹ Accordo del 22 luglio 1972 tra la Confederazione Svizzera e la Comunità economica europea, RS **0.632.401**

¹²⁰ Convenzione del 4 gennaio 1960 istitutiva dell'Associazione europea di libero scambio, RS **0.632.31**

¹²¹ Accordo sugli ostacoli tecnici al commercio dell'OMC, RS **0.632.20**, Allegato 1A.6.

corso con l'UE vengono discussi anche questi temi (sviluppo delle energie rinnovabili, contributi statali). È possibile quindi che in futuro si crei un'assimetria tra le proposte avanzate in questa sede e una soluzione negoziale in un accordo bilaterale sull'elettricità con l'UE che dovrà infine essere affrontata. Per l'emanazione di disposizioni per l'esportazione e per l'esecuzione della legge bisogna pertanto assicurare la conformità ai trattati internazionali.

8.3 Forma dell'atto

Il progetto contiene disposizioni importanti che stabiliscono norme di diritto le quali, conformemente all'articolo 164 capoverso 1 Cost., devono essere emanate sotto forma di legge federale. La legge sull'energia segue quindi la procedura legislativa semplice.

8.4 Subordinazione al freno alle spese

Ai sensi dell'articolo 159 capoverso 3 lettera b Cost., le disposizioni in materia di sussidi contenute in leggi e decreti federali di obbligatorietà generale nonché i crediti d'impegno e le dotazioni finanziarie implicanti nuove spese uniche di oltre 20 milioni di franchi o nuove spese ricorrenti di oltre 2 milioni di franchi richiedono il consenso della maggioranza dei membri di ciascuna Camera. Conformemente alle raccomandazioni del Dipartimento federale delle finanze per l'attuazione del freno all'indebitamento, quest'ultimo deve comprendere nuove spese senza tenere conto del relativo finanziamento. Il fatto di privilegiare spese che possono essere coperte attraverso entrate con destinazione specifica non è giustificato. Pur non peggiorando il risultato del rendiconto finanziario, tali spese creano un onere supplementare per i cittadini e l'economia.

Il supplemento rete utilizzato per il finanziamento dei premi d'immissione, delle remunerazioni, dei costi e degli indennizzi secondo l'articolo 37 capoverso 2 D-LEne ora può essere aumentato fino a 2,3 ct./kWh (art. 37 cpv. 3 del D-LEne; cfr. art. 15b cpv. 4 LEn). A seguito di questo aumento bisogna prevedere nuove spese ricorrenti per oltre due milioni di franchi.

Con le misure di promozione previste dagli articoli 53–59 D-LEne al contrario si prosegue con l'attuale sistema di promozione e non vengono introdotte nuove spese.

8.5 Conformità alla legge sui sussidi

8.5.1 Contributo d'investimento per gli impianti fotovoltaici, gli impianti idroelettrici e a biomassa

I contributi sotto forma di versamento unico per i nuovi impianti fotovoltaici di piccole dimensioni (rimunerazione unica) e i contributi d'investimento per gli impianti idroelettrici e gli impianti di incenerimento dei rifiuti e di depurazione delle acque (art. 28–33 D-LEne) sono aiuti finanziari ai sensi dell'articolo 3 capoverso 1 della legge sui sussidi. La Strategia energetica 2050 è volta a incrementare notevolmente l'impiego di energie rinnovabili indigene. In futuro gli impianti fotovoltaici

potranno offrire un contributo non trascurabile al raggiungimento degli obiettivi di potenziamento ai sensi dell'articolo 2 capoverso 1 D-LEne. Gli incentivi alla tecnologia fotovoltaica si rendono necessari a causa del fallimento del mercato nel settore delle nuove energie rinnovabili. Simile il trattamento del sostegno alla produzione di elettricità nelle centrali idroelettriche di piccole dimensioni e a biomassa, la cui redditività sovente non è nota.

Nel caso di questi impianti la remunerazione unica sostituisce il precedente modello di remunerazione per l'immissione di elettricità. La concessione dei contributi deve avvenire attraverso un procedimento snello e gestito in modo più semplice ed efficace rispetto al sistema attualmente in vigore. Nel contempo vengono ridotti l'importo dei pagamenti e le spese d'esecuzione. I requisiti degli impianti da incentivare vengono definiti dal Consiglio federale in base a criteri trasparenti.

I mezzi destinati annualmente alla remunerazione unica per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni sono limitati. I contingenti vengono fissati dall'Ufficio federale dell'energia (cfr. art. 38 cpv. 2 e 3 D-LEne). La remunerazione unica può ammontare al massimo al 30 per cento dei costi degli investimenti determinanti alla messa in funzione degli impianti di riferimento (cfr. art. 29 D-LEne). I beneficiari dell'aiuto finanziario devono fornire quindi un contributo proprio non inferiore al 70 per cento. Anche per i contributi per gli impianti idroelettrici e a biomassa è prevista una limitazione in base all'importo; per gli impianti a biomassa è già stata fissata nella legge (art. 31 cpv. 1 D-LEne). Inoltre, se necessario, è possibile un contingentamento da parte del Consiglio federale (cfr. art. 38 cpv. 4 D-LEne).

8.5.2 Promozione dell'informazione, della consulenza, della formazione e del perfezionamento, dell'impiego dell'energia e del recupero del calore residuo

Le disposizioni relative alle misure di promozione e sul loro finanziamento (art. 53–59 D-LEne) hanno subito solo lievi modifiche contenutistiche rispetto al diritto vigente fino a questo momento. In base al rapporto del Consiglio federale concernente i sussidi del 30 maggio 2008¹²² vengono rispettati i principi del diritto ai sussidi al riguardo.

Vengono patrocinare misure finalizzate a fornire informazioni e consulenza all'opinione pubblica e alle autorità sull'approvvigionamento energetico ecologico ed economico, sull'impiego razionale dell'energia e sull'utilizzo delle energie rinnovabili (art. 53 D-LEne). La Confederazione promuove altresì appositi programmi di formazione e perfezionamento (art. 54 D-LEne). Nell'ambito dell'articolo 56 D-LEne vengono sostenuti in primo luogo programmi cantonali d'incentivazione per l'utilizzo razionale dell'energia e delle fonti rinnovabili. Dal 2010 il finanziamento deriva principalmente da una parte dei proventi della tassa sul CO₂. La promozione deve contribuire al raggiungimento degli obiettivi in materia di consumo, di aumento della produzione di elettricità prodotta da fonti rinnovabili nonché degli obiettivi climatici.

La promozione delle misure citate avviene attraverso contributi globali versati ai Cantoni o come aiuti finanziari a singoli progetti. Un Cantone ottiene i contributi

¹²² FF 2008 5507 (Allegato 1), in particolare pag. 5899 seg. e pag. 5905 seg.

globali se dispone di un proprio programma cantonale di promozione. Questo requisito viene soddisfatto da tutti i Cantoni. I contributi concessi vengono suddivisi mediante una chiave di ripartizione che tiene conto dell'efficacia delle misure e sottostanno a un certificato d'utilizzo e a una valutazione. I Cantoni devono integrare i contributi con una somma di almeno pari entità.

In caso di finanziamento di singoli progetti i contributi ammontano al 40 per cento ed eccezionalmente al 60 per cento dei costi computabili.

8.5.3 Promozione della ricerca

Nel campo della ricerca di base, della ricerca applicata e dello sviluppo iniziale di nuove tecnologie energetiche (art. 55 D-LEne) viene portata avanti la promozione come fatto finora. Anche per queste sovvenzioni i principi del diritto omonimo sono rispettati.¹²³

La ricerca energetica acquista importanza sul lungo periodo perché attraverso lo sviluppo tecnologico si riduce l'impatto ambientale e vengono offerti nuovi impulsi all'economia. Poiché i prezzi dell'energia oggi tengono conto in modo insufficiente dei costi esterni (cambiamenti climatici, spese della sanità ecc.) e lo sviluppo e l'introduzione di nuove tecnologie energetiche richiedono generalmente molto tempo, spesso per l'economia il rischio di portare avanti delle ricerche in tale campo è troppo elevato.

La gestione dei contributi federali avviene attraverso i crediti annuali. Vengono presi in considerazione solo progetti conformi al Piano direttivo della ricerca energetica della Confederazione e per i quali si dispone di fonti di finanziamento di altro tipo insufficienti. I progetti di ricerca citati nell'articolo 55 capoverso 2 D-LEne (impianti e progetti pilota e di dimostrazione e progetti pilota e di dimostrazione) vengono sostenuti con contributi del 40 per cento, eccezionalmente del 60 per cento, dei costi computabili.

8.6 Delega di competenze legislative

La nuova legge sull'energia, come quella precedente del 1998, contiene varie norme di delegazione per l'emanazione di prescrizioni a livello di ordinanza secondo l'articolo 182 Cost. Queste autorizzazioni a legiferare si limitano a un oggetto ben preciso e prendono forma in base a contenuto, scopo e portata¹²⁴. Le deleghe riguardano in particolare la definizione di obiettivi di aumento della produzione e di consumo e altri obiettivi (art. 2 cpv. 3, 3 cpv. 3, 48 cpv. 3 D-LEne), la definizione dei dati personali da elaborare e dei dati e delle informazioni che devono essere comunicati da altri uffici (art. 64 cpv. 3, 62 cpv. 2 nonché 65 D-LEne), l'emanazione di regole dettagliate o speciali e di disposizioni procedurali nel quadro del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, i contributi d'investimento regolamentati nel capitolo 5 e il rimborso del supplemento rete (art. 19 cpv. 6 e 7, 22 cpv. 2 e 4, 24 cpv. 1 e 4, 26 cpv. 4, 28 cpv. 4, 33 cpv. 1 e 3, 42 cpv. 5, 45 D-LEne) e

¹²³ FF **2008** 5507 (Allegato 1), in particolare pag. 5901 seg. e pag. 5907 seg.

¹²⁴ Cfr. in merito alle disposizioni vigenti finora: messaggio concernente la legge sull'energia del 1998, FF **1996** IV 989.

l’emanazione di regole d’eccezione (art. 10 cpv. 5, 15 cpv. 1, 43, 58 cpv. 3 D-LEne). Inoltre al Consiglio federale compete la definizione del supplemento rete come pure di prezzi di mercato di riferimento, valori (limite), tassi di remunerazione e importi delle remunerazioni e dei contributi (art. 37 cpv. 3, 14 cpv. 4, 23 cpv. 2, 22 cpv. 4, 29 cpv. 2, 30 cpv. 2, 31 cpv. 2 D-LEne). Nella competenza del Consiglio federale rientra pure l’emanazione di prescrizioni per la riduzione del consumo energetico di impianti, veicoli e apparecchi e componenti prodotti in serie (art. 45 cpv. 1 D-LEne). Infine vengono eliminate anche nella legge sul CO₂ diverse disposizioni materiali che vengono sostituite da una norma di delegazione. Ciò riguarda in particolare le regole d’eccezione e particolari (art. 10a e 13 cpv. 2 della legge sul CO₂).

Mediante tali deleghe il testo della legge viene sgravato da disposizioni con grado di concretizzazione elevato. Le norme che devono essere definite al Consiglio federale sono costituite in gran parte da contenuti per i quali possono essere richieste rapide modifiche per tenere conto delle mutate condizioni di mercato o di sviluppi tecnici. Negli ambiti indicati il progetto di legge si limita quindi, a giusto titolo, a descrivere l’oggetto normativo.

Nel quadro delle prescrizioni sulle emissioni dei veicoli il DATEC è stato incaricato di calcolare e pubblicare annualmente la sanzione dovuta per il superamento dell’obiettivo individuale (art. 13 cpv. 1^{bis} della legge sul CO₂). Si tratta in questo caso di un procedimento tecnico, una semplice modifica in base alle formule stabilite nell’ordinanza, motivo per cui una delega al DATEC risulta opportuna.

Secondo il disegno di legge compete all’Ufficio federale dell’energia determinare l’ammontare dei contingentati per gli impianti fotovoltaici nel sistema di remunerazione per l’immissione di elettricità (art. 38 cpv. 2 D-LEne); esso può inoltre definire anche per i contributi d’investimento secondo gli articoli 30 e 31 D-LEne un importo per la delimitazione dei mezzi (art. 38 cpv. 4 D-LEne). Eccezionalmente e nel singolo caso l’UFE stabilisce anche il tasso di remunerazione (art. 22 cpv. 2 lett. b D-LEne). Inoltre regola la procedura d’asta secondo l’articolo 26 D-LEne e definisce provvedimenti standardizzati per l’aumento dell’efficienza (art. 50 cpv. 2 D-LEne). La competenza dell’UFE in questi settori è giustificata dal fatto che si tratta di decisioni che vanno prese sulla base di conoscenze tecniche specialistiche e conformemente alle rispettive circostanze.

Nell’articolo 66 capoverso 3 D-LEne infine è prevista la possibilità di una sottodelega all’Ufficio federale dell’energia nell’ambito delle prescrizioni tecniche e amministrative (cfr. art. 48 cpv. 2 LOGA).

8.7 Protezione dei dati

Nello svolgimento della sua attività l’Ufficio federale dell’energia tiene conto dei diritti della persona costituzionalmente garantiti contenuti nella LPD. Conformemente all’articolo 17 LPD per il trattamento di dati personali degni di particolare protezione e di profili della personalità è richiesta generalmente una norma esplicita contenuta in una legge in senso formale. L’autorizzazione dell’Ufficio federale dell’energia al trattamento e alla conservazione elettronica di dati personali, compresi quelli degni di particolare protezione concernenti sanzioni amministrative e penali nei settori esplicitamente citati, viene sancita dall’articolo 64 D-LEne.

Anche per la divulgazione dei dati personali da parte degli organi federali bisogna disporre, conformemente all'articolo 19 LPD, di fondamenti giuridici che devono riferirsi espressamente alla comunicazione, ovvero alla pubblicazione e alla trasmissione di dati a terzi. L'articolo 19 LPD vale sia per lo scambio di dati tra organi federali sia per la comunicazione di dati ad autorità cantonali, comunali e straniere e a persone private nel Paese e all'estero.¹²⁵ Una base legale rispondente a questi requisiti viene introdotta ora nell'articolo 65 capoverso 2 D-LEne in relazione alla pubblicazione di dati di aziende del settore energetico eventualmente da rendere noti.

Nell'articolo 62 D-LEne è stabilito l'obbligo per diversi uffici di mettere a disposizione dell'UFE, su richiesta, i dati personali e le informazioni necessari per lo svolgimento delle indagini e del monitoraggio secondo l'articolo 61 D-LEne. I dati in questione non sono dati personali degni di particolare protezione ai sensi dell'articolo 3 lettera c LPD. I risultati delle analisi (cfr. art. 61 cpv. 2 D-LEne) devono essere pubblicati in una forma che non consente, secondo il corso ordinario degli eventi, di risalire alle persone giuridiche in questione. I dati possono essere utilizzati per fini statistici nel rispetto dei requisiti previsti all'articolo 22 capoverso 1 LPD.

Ulteriori obblighi specifici per la trasmissione dei dati sono sanciti negli articoli 51 capoverso 2 e 69 capoverso 2 D-LEne. Secondo l'articolo 65 D-LEne il Consiglio federale, ai fini della trasparenza e dell'informazione, può obbligare le imprese del ramo energetico a pubblicare dati personali.

¹²⁵ Cfr. messaggio concernente la legge federale sulla protezione dei dati, FF **1988** II 353, in particolare pag. 409

Elenco delle abbreviazioni

AAE	Azienda di approvvigionamento elettrico
ACER	Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
AEN	Agenzia dell'Energia Nucleare dell'OCSE
AIE	Agenzia internazionale per l'energia atomica
ANR	Autorità nazionali di regolamentazione (National Regulatory Authorities)
art.	articolo
BD	gruppo BD
BU	Bollettino ufficiale dell'Assemblea federale
ca.	circa
CAPTE	Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia
CE	Comunità europea
CECE	Certificato energetico cantonale degli edifici
CF	Consiglio federale
CFNP	Commissione federale per la protezione della natura e del paesaggio
COM	Commissione europea
consid.	considerando
Cost.	Costituzione federale
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
DEFR	Dipartimento federale dell'economia, della formazione e della ricerca
DFAE	Dipartimento federale degli affari esteri
DFF	Dipartimento federale delle finanze
DFI	Dipartimento federale dell'interno
Direttiva RES	Direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
DSC	Direzione dello sviluppo e della cooperazione
DTF	Decisione del Tribunale federale
DZM	Centro di servizi per una mobilità innovativa e sostenibile
EDF	Électricité de France
EFTA	Associazione europea di libero scambio (European Free Trade Association)
EIA	Esame dell'impatto ambientale
CdEN	Conferenza dei direttori cantonali dell'energia
EnR	Rete europea delle agenzie nazionali di energia

ENTSO	Associazione dei gestori europei di reti di trasmissione (European Network of Transmission System Operators)
ER	energie rinnovabili
et al.	e altri (et alii)
SSQE	Sistema di scambio di quote di emissioni
EU ETS	Sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (European Union Emission Trading System)
Euratom	Comunità europea dell'energia atomica
FF	Foglio federale
FFS	Ferrovie Federali Svizzere
FSTS	Finanziamento speciale per il traffico stradale
g	grammo
GJ	gigajoule
GuD	centrali a gas a ciclo combinato
GVB	Grandi consumatori della Confederazione
GW	gigawatt
GWh	gigawattora
IEF	International Energy Forum
IFP	Inventario federale dei paesaggi, siti e monumenti naturali d'importanza nazionale
IFSN	Ispettorato federale della sicurezza nucleare
incl.	incluso
IRENA	Agenzia internazionale per le energie rinnovabili
ITC	Inter TSO (Transmission System Operator) Compensation mechanism
Iv.Pa.	iniziativa parlamentare
IVA	imposta sul valore aggiunto
Kg	chilogrammo
kW	chilowatt
kWh	chilowattora
LAEl	Legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (legge sull'approvvigionamento elettrico)
LAP	Legge federale dell'8 ottobre 1982 sull'approvvigionamento economico del Paese (legge sull'approvvigionamento del Paese)
Legge sul CO ₂	Legge federale del 23 dicembre 2011 sulla riduzione delle emissioni di CO ₂
LEne	Legge sull'energia del 26 giugno 1998
LENu	Legge federale del 21 marzo 2003 sull'energia nucleare
lett.	lettera
LFSP	Legge federale del 21 giugno 1991 sulla pesca
LIE	Legge federale del 24 giugno 1902 concernente gli impianti elettrici a corrente forte e a corrente debole (legge sugli impianti elettrici)

LIFSN	Legge federale del 22 giugno 2007 sull'Ispektorato federale della sicurezza nucleare
LITC	Legge federale del 4 ottobre 1963 sugli impianti di trasporto in condotta di combustibili e carburanti liquidi o gassosi (legge sugli impianti di trasporto in condotta)
LOGA	Legge del 21 marzo 1997 sull'organizzazione del Governo e dell'Amministrazione
LOTG	Legge federale del 6 ottobre 1995 sugli ostacoli tecnici al commercio
LPD	Legge federale del 19 giugno 1992 sulla protezione dei dati
LPN	Legge federale del 1° luglio 1966 sulla protezione della natura e del paesaggio
LPT	Legge federale del 22 giugno 1979 sulla pianificazione del territorio (legge sulla pianificazione del territorio)
LRCN	Legge del 18 marzo 1983 sulla responsabilità civile in materia nucleare
LTF	Legge federale del 17 giugno 2005 sul Tribunale federale (legge sul Tribunale federale)
LUF1	Legge federale del 22 dicembre 1916 sull'utilizzazione delle forze idriche (legge sulle forze idriche)
M	mozione
mia.	miliardo
mio.	milione
MOFIS	Registro dei veicoli e dei detentori
MoPEC	Modelli di prescrizioni energetiche dei cantoni
MW	megawatt
MWh	megawattora
N	Consiglio nazionale
n.	numero
NEP	Nuova politica energetica
NFTA	Nuova ferrovia transalpina
NTC	Net Transfer Capacity (capacità di trasporto della rete)
OAEI	Ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico
OCSE	Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (Organisation for Economic Co-operation and Development)
OEn	Ordinanza sull'energia del 7 dicembre 1998
OMC	Organizzazione mondiale del commercio (World Trade Organization)
ONU	Organizzazione delle Nazioni Unite (United Nations Organization)
op. cit.	opera citata
OPEC	Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio (Organization of the Petroleum Exporting Countries)

Ord. sul CO ₂	Ordinanza del 30 novembre 2012 sulla riduzione delle emissioni di CO ₂
P	postulato
pag.	pagina
PBD	Partito Borghese Democratico
PEV	Partito Evangelico Svizzero
PF	Politecnico federale
PIL	prodotto interno lordo
PJ	petajoule
PLR	Partito liberale radicale
POM	Misure politiche del Consiglio federale
PPD	Partito Popolare Democratico
pvl	Partito verdi liberali
RI	rimunerazione per l'immissione di elettricità
RIC	rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica
RS	Raccolta sistematica
S	Consiglio degli Stati
SECO	Segreteria di Stato dell'economia
SEE	Spazio economico europeo
segg.	seguenti (pagine)
SIA	Società svizzera degli ingegneri e degli architetti
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TFUE	Trattato sul funzionamento dell'Unione europea
TIC	Tecnologia dell'informazione e della comunicazione
TW	terawatt
TWh	terawattora
UE	Unione europea
UFAM	Ufficio federale dell'ambiente
UFE	Ufficio federale dell'energia
UFG	Ufficio federale di giustizia
UFT	Ufficio federale dei trasporti
UNECE	Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite
USTRA	Ufficio federale delle strade
WASTA	Statistica degli impianti idroelettrici
WWB	Scenario Status quo
ZWILAG	Deposito intermedio