

# Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI)

del 14 marzo 2008 (Stato 1° aprile 2014)

---

*Il Consiglio federale svizzero,*

visto l'articolo 30 capoverso 2 della legge del 23 marzo 2007<sup>1</sup>  
sull'approvvigionamento elettrico (LAEI),

*ordina:*

## Capitolo 1: Disposizioni generali

### Art. 1 Oggetto e campo d'applicazione

<sup>1</sup> La presente ordinanza disciplina la prima fase di apertura del mercato dell'elettricità, durante la quale i consumatori fissi finali non hanno diritto d'accesso alla rete ai sensi dell'articolo 13 capoverso 1 LAEI.

<sup>2</sup> La rete di trasporto delle ferrovie svizzere, gestita con una frequenza di 16,7 Hz e un livello di tensione di 132 kV, sottostà alla LAEI nella misura in cui questa intende creare le condizioni per garantire un approvvigionamento di energia elettrica sicuro. Si applicano in particolare gli articoli 4 capoverso 1 lettere a e b, 8, 9 e 11 LAEI.

<sup>3</sup> La rete di trasporto delle ferrovie svizzere, gestita con una frequenza di 16,7 Hz e un livello di tensione di 132 kV, è considerata consumatore finale ai sensi dell'articolo 4 capoverso 1 lettera b LAEI e della presente ordinanza. Un convertitore di frequenza all'interno di una centrale a 50 Hz non è considerato consumatore finale per la quota di energia elettrica che la centrale a 50 Hz:

- a. produce e contemporaneamente immette nella rete a 16,7 Hz in un'unità economica localizzata;
- b. preleva per il fabbisogno proprio e per azionare le pompe (art. 4 cpv. 1 lett. b secondo periodo LAEI).<sup>2</sup>

<sup>3bis</sup> I punti di immissione e di prelievo della rete di trasporto gestita con una frequenza di 16,7 Hz e un livello di tensione di 132 kV, collegati con la rete di trasporto a 50 Hz, sono considerati singolo punto di immissione o di prelievo.<sup>3</sup>

<sup>4</sup> La LAEI e la presente ordinanza si applicano anche alle linee elettriche transfrontaliere a corrente continua della rete di trasporto e ai necessari impianti accessori.

RU 2008 1223

<sup>1</sup> RS 734.7

<sup>2</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

<sup>3</sup> Introdotto dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

**Art. 2** Definizioni

<sup>1</sup> Nella presente ordinanza si intende per:

- a. *programma previsionale*: serie temporale, pattuita in livelli medi di potenza, relativa alla fornitura e all'acquisto di energia elettrica durante un determinato periodo di tempo;
- b. *energia di compensazione*: energia elettrica fatturata per compensare la differenza tra l'acquisto o la fornitura effettivi di un gruppo di bilancio e il relativo acquisto o la relativa fornitura secondo il piano previsionale;
- c. *punto di immissione e punto di prelievo*: punto della rete in cui un flusso di energia in entrata e in uscita è rilevato e conteggiato o registrato (punto di misurazione);
- d. *gestione del bilancio*: insieme dei provvedimenti tecnici, organizzativi e di conteggio per la tenuta continua del bilancio energetico e di potenza nel sistema dell'energia elettrica; vi rientrano in particolare la gestione del programma previsionale, la gestione dei dati di misurazione e la gestione del pareggio di bilancio;
- e. *gruppo di bilancio*: raggruppamento giuridico di operatori del mercato dell'energia elettrica per creare, rispetto alla società nazionale di rete, un'unità comune di misurazione e di conteggio all'interno della zona di regolazione Svizzera;
- f. *consumatori finali con servizio universale*: consumatori fissi finali e consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete (art. 6 cpv. 1 LAEI).

<sup>2</sup> Alla rete di trasporto appartengono in particolare anche:

- a. le linee comprese le strutture portanti;
- b. i trasformatori di accoppiamento, i sezionatori, le installazioni di misurazione, comando e comunicazione;
- c. gli impianti utilizzati con altri livelli di rete, che vengono impiegati soprattutto nell'ambito della rete di trasporto o senza i quali quest'ultima non può essere gestita in modo sicuro o efficiente;
- d. i quadri di comando prima dei trasformatori nel passaggio ad un altro livello di tensione o ad una centrale elettrica.

**Capitolo 2: Sicurezza dell'approvvigionamento****Art. 3** Allacciamento alla rete

<sup>1</sup> I gestori di reti emanano direttive trasparenti e non discriminatorie per l'attribuzione di consumatori finali, produttori di energia elettrica e gestori di reti a un determinato livello di tensione nonché per la qualità minima della fornitura di energia elettrica per livello di rete.

<sup>2</sup> Emanano direttive per l'indennizzo in caso di cambiamento di allacciamento.

<sup>3</sup> In caso di controversie in relazione all'attribuzione di consumatori finali, produttori di energia e gestori di reti nonché all'indennizzo in caso di cambiamento di allacciamento decide la Commissione dell'energia elettrica (ElCom).

**Art. 4** Tariffe per l'energia elettrica e contabilità per unità finali di imputazione nella fornitura di energia

<sup>1</sup> La quota tariffaria per la fornitura di energia ai consumatori finali con servizio universale si basa sui prezzi di costo di una produzione efficiente e su contratti di acquisto a lungo termine del gestore della rete di distribuzione.<sup>4</sup>

<sup>2</sup> Il gestore della rete di distribuzione è tenuto a motivare ai consumatori finali con servizio universale ogni aumento o diminuzione delle tariffe dell'energia elettrica. Nella motivazione devono essere specificate le variazioni dei costi che comportano l'aumento o la riduzione delle tariffe.

<sup>3</sup> Il gestore della rete di distribuzione è tenuto a notificare alla ElCom al più tardi entro il 31 agosto gli aumenti delle tariffe dell'energia elettrica con la motivazione comunicata ai consumatori finali.<sup>5</sup>

**Art. 5** Garanzia di una rete sicura, performante ed efficiente

<sup>1</sup> La società nazionale di rete, i gestori di rete, i produttori e gli altri partecipanti adottano provvedimenti preliminari per garantire una gestione sicura della rete. A tal fine, tengono conto, oltre che delle direttive vincolanti:

- a. di regolamenti, norme e raccomandazioni di organizzazioni specializzate riconosciute, in particolare della «European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)»;
- b. delle raccomandazioni dell'Ispettorato federale della sicurezza nucleare.<sup>6</sup>

<sup>2</sup> La società nazionale di rete concorda con i gestori di rete, i produttori e gli altri partecipanti, in modo unitario, i provvedimenti da adottare per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare un regolamento per la riduzione automatica del carico e per l'adeguamento della produzione nelle centrali elettriche in caso di minaccia per l'esercizio stabile della rete.

<sup>3</sup> Se un gestore di rete, un produttore o uno degli altri partecipanti si rifiuta di concludere un accordo ai sensi del capoverso 2, la ElCom dispone mediante decisione la conclusione del contratto.

<sup>4</sup> In caso di minaccia per l'esercizio stabile della rete, la società nazionale di rete deve, per legge, adottare o disporre tutti i provvedimenti necessari a garantire la sicurezza della rete (art. 20 cpv. 2 lett. c LAEl). Se una disposizione della società

<sup>4</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

<sup>5</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU 2008 6467).

<sup>6</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

nazionale di rete non è rispettata, questa può adottare una misura sostitutiva a spese del destinatario della disposizione.

<sup>5</sup> Gli obblighi derivanti da accordi ai sensi dei capoversi 2 e 3 e l'imputazione delle spese di cui al capoverso 4 sono fatti valere al foro civile.

<sup>6</sup> L'Ufficio federale dell'energia (UFE) può fissare requisiti tecnici e amministrativi minimi per garantire una rete sicura, performante ed efficiente, nonché dichiarare vincolanti disposizioni tecniche e amministrative, norme e raccomandazioni internazionali di organizzazioni specializzate riconosciute.<sup>7</sup>

## **Art. 6** Piani pluriennali e informazione della EICom

<sup>1</sup> I gestori delle reti di distribuzione con tensione pari o inferiore a 36 kV sono esentati dai seguenti obblighi:

- a. obbligo di allestire piani pluriennali ai sensi dell'articolo 8 capoverso 2 LAEL;
- b. obbligo di informazione nei confronti della EICom ai sensi dell'articolo 8 capoverso 3 LAEL.

<sup>2</sup> Tutti i gestori di reti sono tenuti a presentare ogni anno alla EICom gli usuali indicatori internazionali relativi alla qualità dell'approvvigionamento, come la durata media di interruzione («Customer Average Interruption Duration Index», CAIDI), la non disponibilità media del sistema («System Average Interruption Duration Index», SAIDI) e la frequenza media di interruzione («System Average Interruption Frequency Index», SAIFI).

## **Capitolo 3: Utilizzazione della rete**

### **Sezione 1: Conto annuo e conto dei costi, metrologia e informazione**

#### **Art. 7** Conto annuo e conto dei costi

<sup>1</sup> I gestori e i proprietari di reti di distribuzione e di trasporto possono definire liberamente il loro anno contabile. In particolare l'anno contabile può coincidere con l'anno civile o l'anno idrologico.

<sup>2</sup> I gestori e i proprietari di rete elaborano un metodo uniforme per l'allestimento del conto dei costi ed emanano a tal fine direttive trasparenti.

<sup>3</sup> Nel conto dei costi devono essere esposte separatamente tutte le voci necessarie per il calcolo dei costi computabili, in particolare:

- a. costi calcolatori del capitale relativi alle reti;
- b. impianti valutati sulla base dei prezzi di sostituzione (ai sensi dell'art. 13 cpv. 4);

<sup>7</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

- c. costi d'esercizio delle reti;
- d. costi delle reti di livello superiore;
- e. costi delle prestazioni di servizio relative al sistema;
- f. costi per la metrologia e l'informazione;
- g. costi amministrativi;
- h. costi per i potenziamenti della rete necessari all'immissione di elettricità conformemente agli articoli 7, 7a e 7b della legge del 26 giugno 1998<sup>8</sup> sull'energia;
- i. costi per gli allacciamenti alla rete e i contributi per i costi di rete;
- j. altri costi fatturati individualmente;
- k. tributi e prestazioni agli enti pubblici;
- l. imposte dirette.

<sup>4</sup> Ogni gestore e ogni proprietario di rete specifica le regole per l'attivazione degli investimenti.

<sup>5</sup> Egli deve attribuire alla rete i costi singoli direttamente e i costi generali in base ad una chiave di ripartizione in funzione del principio di causalità. Le chiavi di ripartizione di riferimento devono essere adeguate, chiare e fissate per iscritto nonché essere conformi al principio della continuità.

<sup>6</sup> I proprietari di rete forniscono al gestore di rete le indicazioni necessarie all'allestimento del conto dei costi.

<sup>7</sup> I gestori di rete presentano alla ElCom il conto dei costi al più tardi entro il 31 agosto.<sup>9</sup>

## **Art. 8** Metrologia e processi informativi

<sup>1</sup> I gestori di rete sono responsabili della metrologia e dei processi informativi.

<sup>2</sup> Essi emanano direttive trasparenti e non discriminatorie, in particolare sugli obblighi dei partecipanti e i tempi e la forma dei dati da trasmettere. La regolamentazione deve essere trasparente e non discriminatoria. Le direttive devono prevedere che anche terzi, con l'approvazione del gestore di rete, possano fornire prestazioni di servizio nel campo della metrologia e dei servizi informativi.

<sup>3</sup> I gestori di rete mettono tempestivamente a disposizione dei partecipanti dati di misurazione e informazioni uniformi e non discriminatori necessari all'esercizio della rete, alla gestione del bilancio, alla fornitura di energia, all'imputazione dei costi, al calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete e le procedure di conteggio nell'ambito della legge del 26 giugno 1998<sup>10</sup> sull'energia e dell'ordinanza del 7 dicembre 1998<sup>11</sup> sull'energia. Tali prestazioni non possono essere fatturate ai

<sup>8</sup> RS 730.0

<sup>9</sup> Introdotto dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU 2008 6467).

<sup>10</sup> RS 730.0

<sup>11</sup> RS 730.01

beneficiari in aggiunta al corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Se le prestazioni ai sensi del presente paragrafo sono fornite da terzi, i gestori di rete sono tenuti ad indennizzarle adeguatamente.

<sup>4</sup> D'intesa con i consumatori finali o i produttori interessati, i gestori di rete forniscono ai responsabili dei gruppi di bilancio e agli altri partecipanti, su richiesta e dietro indennizzo a copertura dei costi, dati e informazioni supplementari. Devono essere forniti tutti i dati rilevati negli ultimi cinque anni.

<sup>5</sup> Tutti i consumatori finali che esercitano il loro diritto di accesso alla rete e i produttori con una potenza allacciata superiore a 30 kVA devono essere muniti di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati. Essi sostengono i relativi costi di acquisto e i costi ricorrenti.

#### **Art. 9** Fatturazione

Su richiesta del consumatore finale, il gestore di rete fattura ai fornitori di energia l'utilizzazione della rete. L'onere del corrispettivo per l'utilizzazione della rete spetta al consumatore finale.

#### **Art. 10** Pubblicazione delle informazioni

I gestori di rete pubblicano, tra l'altro anche attraverso un unico indirizzo Internet liberamente accessibile, e al più tardi entro il 31 agosto, le informazioni di cui all'articolo 12 capoverso 1 LAEl nonché tutti i tributi e le prestazioni agli enti pubblici.

### **Sezione 2: Accesso alla rete e corrispettivo per l'utilizzazione della rete**

#### **Art. 11** Accesso alla rete da parte dei consumatori finali

<sup>1</sup> Per il diritto d'accesso alla rete da parte di consumatori finali è determinante il consumo annuo registrato nel corso degli ultimi 12 mesi precedenti l'ultima lettura. Per consumo annuo s'intende la somma dell'energia elettrica ricevuta in un anno dal consumatore finale per centro di consumo nonché l'energia elettrica prodotta in proprio. Un centro di consumo è l'ubicazione dell'esercizio di un consumatore finale costituente un'unità economica e geografica, con un consumo annuo proprio effettivo, a prescindere dal fatto se dispone di uno o più punti di immissione e di prelievo.

<sup>2</sup> I consumatori finali con un consumo annuo di almeno 100 MWh che ancora non ricevono energia elettrica in base ad un contratto di fornitura scritto negoziato individualmente possono, entro il 31 ottobre, comunicare al gestore della rete di distribuzione nel loro comprensorio che, a partire dal 1° gennaio dell'anno successivo, eserciteranno il loro diritto d'accesso alla rete. In tal caso l'obbligo di fornitura del gestore della rete di distribuzione ai sensi dell'articolo 6 LAEl decade definitivamente.

<sup>3</sup> Il consumatore finale con un consumo annuo stimato di almeno 100 MWh che viene allacciato alla rete di distribuzione comunica al gestore di rete, due mesi prima della messa in esercizio del suo allacciamento, se esercita il suo diritto di accesso alla rete.

<sup>4</sup> Hanno diritto di accesso alla rete anche i consumatori finali allacciati alle linee elettriche di piccola portata territoriale utilizzate per la distribuzione capillare ai sensi dell'articolo 4 capoverso 1 lettera a LAEI, purché abbiano un consumo annuo di almeno 100 MWh. Le parti interessate concordano le modalità di utilizzazione di queste linee elettriche.

#### **Art. 12** Costi d'esercizio computabili

<sup>1</sup> Per costi d'esercizio computabili si intendono, oltre a quelli previsti all'articolo 15 capoverso 2 LAEI, le remunerazioni a terzi per servitù.

<sup>2</sup> I gestori di rete fissano direttive trasparenti, unitarie e non discriminatorie per la determinazione dei costi d'esercizio.

#### **Art. 13** Costi del capitale computabili

<sup>1</sup> I gestori di rete fissano in direttive trasparenti e non discriminatorie durate di utilizzazione uniformi e adeguate per i diversi impianti e parti di impianti.

<sup>2</sup> Gli ammortamenti calcolatori annui sono calcolati a partire dai costi di acquisto e di costruzione degli impianti esistenti, con ammortamento lineare per una determinata durata di utilizzazione in funzione di un valore residuo pari a zero. Per costi di acquisto e di costruzione si intendono esclusivamente i costi sostenuti per la costruzione degli impianti in questione.

<sup>3</sup> Per il calcolo degli interessi calcolatori annui sui beni patrimoniali necessari all'esercizio delle reti sono applicabili le regole seguenti:<sup>12</sup>

- a. sono computabili quali beni patrimoniali necessari all'esercizio della rete, al massimo:
  1. i valori residui contabili di acquisto e di costruzione degli impianti esistenti risultanti alla fine dell'anno contabile in base agli ammortamenti ai sensi del capoverso 2, e
  2. il capitale netto d'esercizio necessario all'esercizio della rete;
- b.<sup>13</sup> il tasso d'interesse calcolatorio corrisponde al tasso dei costi medi del capitale investito (costo medio ponderato del capitale, «Weighted Average Cost of Capital», WACC).

<sup>3bis</sup> Il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) fissa annualmente il WACC conformemente all'allegato 1.<sup>14</sup>

<sup>12</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

<sup>13</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

<sup>14</sup> Introdotto dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

<sup>4</sup> Nel caso in cui eccezionalmente non fosse più possibile determinare i costi iniziali di acquisto e di costruzione degli impianti esistenti, occorre calcolarli nel modo seguente: i prezzi di sostituzione sono calcolati in modo trasparente con adeguati indici di prezzo ufficiali, in funzione del momento dell'acquisto e della costruzione. Devono essere detratti i costi d'esercizio e i costi del capitale già fatturati per i beni patrimoniali necessari all'esercizio della rete. In ogni caso è computabile al massimo il valore di un impianto paragonabile. Dal valore così ottenuto deve essere detratto il 20 per cento.<sup>15</sup>

#### **Art. 14** Utilizzazione transfrontaliera della rete

<sup>1</sup> Per il calcolo dei costi generati dalle forniture transfrontaliere di cui all'articolo 16 LAEI sono fatte salve le disposizioni internazionali.

<sup>2</sup> Le entrate risultanti dall'utilizzazione transfrontaliera della rete di trasporto nell'ambito della compensazione tra gestori europei della rete di trasporto («Inter-Transmission System Operator-Compensation», ITC) sono da impiegare interamente per la copertura dei costi computabili della rete di trasporto, previa deduzione della tassa di vigilanza di cui all'articolo 28 LAEI.

<sup>3</sup> Nel calcolo delle entrate di cui al capoverso 2 possono essere dedotte solamente quelle perdite di guadagno che non possono essere attribuite ad una causa determinata o che risultano da un'eccezione all'accesso alla rete per le capacità nella rete di trasporto transfrontaliera (art. 17 cpv. 6 LAEI). Le restanti perdite di guadagno sono fatturate a chi le ha generate secondo l'articolo 15 capoverso 1 lettera c.

#### **Art. 15** Imputazione dei costi della rete di trasporto

<sup>1</sup> La società nazionale di rete fattura individualmente:

- a. ai gestori di rete e ai consumatori finali direttamente allacciati alla rete di trasporto i costi per la compensazione delle perdite di energia e la fornitura di energia reattiva da essi generati;
- b. ai gruppi di bilancio i costi per l'energia di compensazione (comprese le quote della potenza messa in riserva per la regolazione secondaria e terziaria) e la gestione del programma previsionale da essi generati;
- c. a chi ha generato ricavi minori per l'utilizzazione transfrontaliera della rete il corrispondente importo. Il DATEC può prevedere regole derogatorie per la concessione di eccezioni di cui all'articolo 17 capoverso 6 LAEI.

<sup>2</sup> Ai gestori di rete e ai consumatori finali direttamente allacciati alla rete di trasporto la società nazionale di rete fattura, proporzionalmente all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali, i seguenti costi:

- a.<sup>16</sup> i costi per la gestione del sistema e dei dati di misurazione, la capacità di partenza senza alimentazione di rete e la capacità di servizio isolato dei

<sup>15</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU 2008 6467).

<sup>16</sup> Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU 2008 6467).



generatori di energia elettrica, il mantenimento della tensione, la regolazione primaria e le quote della potenza messa in riserva per la regolazione secondaria e terziaria, che non possono essere attribuiti ad un gruppo di bilancio. La ElCom fissa ogni anno l'importo massimo;

- b. i costi per i potenziamenti della rete necessari all'immissione di elettricità conformemente agli articoli 7, 7a e 7b della legge del 26 giugno 1998<sup>17</sup> sull'energia; e
- c. i supplementi ai costi di trasporto delle reti ad alta tensione.

<sup>3</sup> Ai consumatori finali allacciati direttamente alla rete di trasporto e ai gestori di rete la società nazionale di rete fattura, in modo non discriminatorio e secondo una tariffa unitaria per la zona di regolazione Svizzera, i rimanenti costi computabili nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici in base al seguente schema:

- a. al 30 per cento in base all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali allacciati direttamente e da tutti i consumatori finali allacciati alla rete del livello inferiore;
- b. al 60 per cento in base alla media annua della potenza massima mensile effettiva richiesta alla rete di trasporto da ogni consumatore finale allacciato direttamente e da ogni rete del livello inferiore;
- c. al 10 per cento in base a una tariffa di base fissa per punto di prelievo nella rete di trasporto.

#### **Art. 16** Imputazione dei costi della rete di distribuzione

<sup>1</sup> I costi computabili, i tributi e le prestazioni agli enti pubblici non fatturati individualmente nonché la partecipazione ad una rete del livello superiore sono attribuiti ai consumatori finali e ai gestori di rete allacciati direttamente alla rete in questione in base al seguente schema:

- a. al 30 per cento in base all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali allacciati direttamente alla rete e da tutti i consumatori finali allacciati alla rete del livello inferiore;
- b. al 70 per cento in base alla media annua della potenza massima mensile effettiva richiesta alla rete del livello superiore da ogni consumatore finale allacciato direttamente alla rete e dalle reti del livello inferiore.

<sup>2</sup> Il corrispettivo per l'utilizzazione della rete non deve superare, per livello di rete, i costi computabili nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici del livello di rete in questione.

<sup>3</sup> Se l'allacciamento o l'esercizio di impianti di produzione generano costi supplementari eccessivi nelle reti di distribuzione, questi non fanno parte dei costi di rete, bensì devono essere sostenuti in proporzioni adeguate dai produttori.

**Art. 17** Imputazione dei costi tra reti e determinazione della potenza massima

I gestori di rete emanano direttive trasparenti e non discriminatorie per l'imputazione dei costi tra reti dello stesso livello direttamente collegate tra di loro e per la determinazione uniforme della media annua della potenza massima mensile effettiva.

**Art. 18** Tariffe per l'utilizzazione della rete

<sup>1</sup> I gestori di rete sono responsabili della determinazione delle tariffe per l'utilizzazione della rete.

<sup>1bis</sup> All'interno di un livello di tensione, i consumatori finali con caratteristiche di consumo comparabili costituiscono un gruppo di clienti. La costituzione di gruppi di clienti separati per consumatori finali comparabili è ammessa soltanto se i loro profili di acquisto differiscono tra loro in misura considerevole. Per i consumatori finali che utilizzano tutta o parte dell'energia prodotta per il consumo proprio ai sensi dell'articolo 2 capoverso 2 lettera a dell'ordinanza sull'energia del 7 dicembre 1998<sup>18</sup>, con un impianto di potenza allacciata inferiore a 10 kW, ai fini della creazione di gruppi di clienti sono determinanti esclusivamente le caratteristiche di consumo.<sup>19</sup>

<sup>2</sup> A livelli di tensione inferiori a 1 kV per immobili usati tutto l'anno senza misurazione della potenza, la tariffa per l'utilizzazione della rete per i consumatori finali deve consistere per almeno il 70 per cento in una tariffa di lavoro non decrescente (centesimi per kWh).

**Art. 19** Studi comparativi di efficienza, verifica delle tariffe per l'utilizzazione della rete e per l'elettricità

<sup>1</sup> Per verificare i tariffari e i corrispettivi per l'utilizzazione della rete nonché le tariffe dell'elettricità, la EICOM effettua studi comparativi di efficienza fra i gestori di rete. A tal fine, collabora con le cerchie interessate. Tiene conto di condizioni strutturali su cui le imprese non possono influire, nonché della qualità dell'approvvigionamento. Nel confrontare i costi computabili tiene altresì conto del grado di ammortamento. Nella verifica fa riferimento ai valori comparativi internazionali.

<sup>2</sup> Dispone che i guadagni ingiustificati dovuti a corrispettivi per l'utilizzazione della rete o a tariffe dell'elettricità troppo elevati siano compensati mediante riduzione delle tariffe per l'utilizzazione della rete o delle tariffe dell'elettricità.

<sup>18</sup> RS 730.01

<sup>19</sup> Introdotta dal n. III 2 dell'O del 7 mar. 2014, in vigore dal 1° apr. 2014 (RU 2014 611).

### **Sezione 3: Congestioni nelle forniture transfrontaliere, eccezioni all'accesso alla rete e al calcolo dei costi di rete computabili**

**Art. 20** Procedure per far fronte a congestioni nelle forniture transfrontaliere

<sup>1</sup> La società nazionale di rete riferisce alla ElCom sull'applicazione della regola delle precedenza secondo gli articoli 13 capoverso 3 e 17 capoverso 2 LAEI e le sottopone una proposta per l'impiego delle entrate secondo l'articolo 17 capoverso 5 LAEI.

<sup>2</sup> Nell'attribuzione delle capacità della rete di trasporto transfrontaliera gli importatori possono far valere il diritto di precedenza delle forniture ai consumatori finali con servizio universale secondo l'articolo 17 capoverso 2 LAEI, solo se dimostrano che senza importazioni non potrebbero adempiere all'obbligo di fornitura e che nel frattempo non hanno notificato forniture a terzi all'estero.

**Art. 21** Eccezioni all'accesso alla rete e al calcolo dei costi di rete computabili

<sup>1</sup> Il DATEC, su proposta della società nazionale di rete, emana regole trasparenti e non discriminatorie per la concessione di deroghe ai sensi dell'articolo 17 capoverso 6 LAEI.

<sup>2</sup> La ElCom si pronuncia con decisione in merito alla concessione di deroghe.

### **Capitolo 4: Prestazioni di servizio relative al sistema e gruppi di bilancio**

**Art. 22** Prestazioni di servizio relative al sistema

<sup>1</sup> La società nazionale di rete, laddove non sia essa stessa a fornirle, acquisisce le prestazioni di servizio relative al sistema attraverso una procedura orientata al mercato, non discriminatoria e trasparente.

<sup>2</sup> Fissa i prezzi relativi alle prestazioni di servizio in modo da coprire i costi. Se dalla vendita di prestazioni di servizio risulta un guadagno o una perdita, il relativo importo deve essere preso in considerazione nel calcolo dei costi di cui all'articolo 15 capoverso 2 lettera a.

<sup>3</sup> I potenziamenti della rete resi necessari dalle immissioni di elettricità da parte di produttori di energia conformemente agli articoli 7, 7a e 7b della legge del 26 giugno 1998<sup>20</sup> sull'energia fanno parte delle prestazioni di servizio relative al sistema della società nazionale di rete.

<sup>4</sup> Le remunerazioni per i potenziamenti necessari della rete di cui al capoverso 3 necessitano dell'approvazione della ElCom.

<sup>20</sup> RS 730.0

<sup>5</sup> La società nazionale di rete retribuisce al gestore di rete, sulla base dell'approvazione della ElCom, i costi per i necessari potenziamenti della rete di cui al capoverso 3.

<sup>6</sup> Riferisce annualmente alla ElCom sulla fornitura effettiva e sull'attribuzione dei costi delle prestazioni di servizio relative al sistema.

### **Art. 23** Gruppi di bilancio

<sup>1</sup> Tutti i punti di immissione e di prelievo attribuiti a un gruppo di bilancio devono trovarsi nella zona di regolazione Svizzera. Ogni punto di immissione e di prelievo deve essere attribuito a un solo gruppo di bilancio.

<sup>2</sup> La società nazionale di rete fissa in direttive i requisiti minimi per i gruppi di bilancio secondo criteri trasparenti e non discriminatori. A tale riguardo tiene conto degli interessi di piccoli gruppi di bilancio.

<sup>3</sup> Stipula un contratto con ogni gruppo di bilancio.

<sup>4</sup> Ogni gruppo di bilancio designa un partecipante che rappresenti il gruppo di bilancio dinanzi alla società nazionale di rete e a terzi (responsabile del gruppo di bilancio).

<sup>5</sup> I gruppi di bilancio sono tenuti a pagare al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili l'elettricità ritirata secondo l'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998<sup>21</sup> sull'energia in base al prezzo di mercato secondo l'articolo 3f capoverso 3 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998<sup>22</sup> sull'energia<sup>23</sup>.

### **Art. 24** Gruppo di bilancio per le energie rinnovabili

<sup>1</sup> L'UFE designa il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili dopo aver consultato la società nazionale di rete.

<sup>2</sup> Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili fissa in direttive regole trasparenti e non discriminatorie per l'immissione di elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998<sup>24</sup> sull'energia. Tali direttive necessitano dell'approvazione dell'UFE. Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili può stabilire remunerazioni basate sul piano previsionale per le tecnologie a produzione comandabile. Il prezzo medio annuo deve tuttavia corrispondere almeno alle remunerazioni secondo le appendici 1.1 fino a 1.5 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998<sup>25</sup> sull'energia.

<sup>3</sup> Può rifiutarsi di remunerare l'elettricità ritirata ai sensi degli articoli 7a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia, se il produttore non presenta in tempo utile le informazioni richieste o se infrange le regole.

<sup>21</sup> RS 730.0

<sup>22</sup> RS 730.01

<sup>23</sup> Nuova espr. giusta n. III dall'O del 17 ago. 2011, in vigore dal 1° ott. 2011 (RU 2011 4067). Di detta mod. é tenuto conto in tutto il presente testo.

<sup>24</sup> RS 730.0

<sup>25</sup> RS 730.01

<sup>4</sup> Elabora i piani previsionali e li consegna agli altri gruppi di bilancio e alla società nazionale di rete.

<sup>5</sup> I gruppi di bilancio sono tenuti secondo il piano previsionale a ritirare l'elettricità del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili proporzionalmente all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali ad essi attribuiti e a pagare al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili il prezzo di mercato ai sensi dell'articolo 3j capoverso 2 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998 sull'energia. Nel caso di un nuovo gruppo di bilancio, viene valutata l'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali.

<sup>6</sup> Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili esige dalla società nazionale di rete la differenza tra le remunerazioni per l'immissione di elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia e il prezzo di mercato secondo l'articolo 3f capoverso 3 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998<sup>26</sup> sull'energia, i costi per l'energia di compensazione del suo gruppo di bilancio e i costi di esecuzione.

#### **Art. 25**            Attribuzione dei punti d'immissione

<sup>1</sup> I punti di immissione con una potenza di allacciamento di non oltre 30 kVA, mediante i quali viene ritirata elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998<sup>27</sup> sull'energia e che non sono muniti di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati, nonché i punti di immissione, mediante i quali viene ritirata elettricità ai sensi dell'articolo 28a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia, sono attribuiti in misura equivalente al gruppo di bilancio che rifornisce i consumatori finali fissi in questo comprensorio.

<sup>2</sup> I punti di immissione, mediante i quali viene ritirata elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia e che sono muniti di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati, sono attribuiti in misura equivalente al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili.

#### **Art. 26**            Energia di regolazione e di compensazione

<sup>1</sup> La società nazionale di rete impiega prioritariamente quale energia di regolazione elettricità generata da energia rinnovabile.

<sup>2</sup> L'energia di regolazione può, per quanto tecnicamente possibile, essere acquisita anche oltre confine.

<sup>3</sup> La società nazionale di rete fissa i prezzi dell'energia di compensazione in modo tale da incentivare un impiego efficiente dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione messa in riserva su tutto il territorio svizzero e da evitare abusi. I prezzi dell'energia di compensazione si basano su quelli dell'energia di regolazione. Se dalla vendita di energia di compensazione risulta un guadagno, il relativo importo deve essere preso in considerazione nel calcolo dei costi di cui all'articolo 15 capoverso 2 lettera a.

<sup>26</sup> RS 730.01

<sup>27</sup> RS 730.0

## Capitolo 4a:<sup>28</sup> Informazioni sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

### Art. 26a Obbligo d'informazione

<sup>1</sup> Chi ha sede o domicilio in Svizzera, opera in un mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'UE ed è tenuto a rilasciare informazioni alle autorità dell'UE o degli Stati membri ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (Regolamento UE REMIT)<sup>29</sup> deve fornire contemporaneamente le medesime informazioni, nella stessa forma, anche alla ECom.

<sup>2</sup> Alla ECom devono essere forniti, in particolare, dati concernenti:

- a. le transazioni di prodotti all'ingrosso;
- b. la capacità, la disponibilità e l'indisponibilità, nonché l'impiego di impianti per la produzione e il trasporto di energia elettrica.

<sup>3</sup> Alla ECom devono inoltre essere fornite le informazioni privilegiate pubblicate ai sensi del Regolamento UE REMIT. La ECom può stabilire il momento della fornitura di questi dati.

<sup>4</sup> Inoltre devono essere comunicate alla ECom la ditta o il nome, la forma giuridica nonché la sede o il domicilio. In alternativa, può essere fornito anche l'insieme di dati richiesto nell'UE per la registrazione in conformità al Regolamento UE REMIT.

<sup>5</sup> La ECom può consentire eccezioni all'obbligo d'informazione, in particolare quando si può presumere che i dati in questione siano di importanza marginale per i mercati dell'energia elettrica.

<sup>6</sup> Sono considerati prodotti energetici all'ingrosso i seguenti contratti e derivati, indipendentemente dal fatto che siano negoziati in borsa o in altro modo:

- a. i contratti relativi al trasporto e alla fornitura di energia elettrica che non riguardino direttamente l'impiego di tale energia elettrica da parte dei consumatori finali;
- b. i derivati relativi alla produzione, al commercio, alla fornitura e al trasporto dell'energia elettrica.

### Art. 26b Elaborazione dei dati da parte della ECom

<sup>1</sup> La ECom può elaborare i dati ricevuti dalle persone soggette all'obbligo d'informazione.

<sup>2</sup> La ECom stabilisce il momento della prima fornitura dei dati.

<sup>28</sup> Introdotta dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° lug. 2013 (RU **2013** 559).

<sup>29</sup> R (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ott. 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, testo conformemente a GU L 326 dell'8.12.2011, pag. 1.

**Art. 26c** Sistema informativo

<sup>1</sup> La ElCom gestisce un sistema informativo per i dati e lo struttura secondo le categorie di cui all'articolo 26a capoverso 2 lettere a e b, nonché capoversi 3 e 4.

<sup>2</sup> Garantisce un esercizio sicuro del sistema e protegge i dati contro qualsiasi accesso non autorizzato mediante misure organizzative e tecniche.

<sup>3</sup> Conserva i dati fino a quando ne ha bisogno, comunque non oltre dieci anni dalla loro fornitura. Successivamente, li mette a disposizione dell'Archivio federale. I dati di cui l'Archivio federale non ritiene necessaria l'archiviazione sono cancellati.

**Capitolo 5: Disposizioni finali****Sezione 1: Esecuzione****Art. 27**

<sup>1</sup> L'esecuzione della presente ordinanza è di competenza dell'UFE nella misura in cui non sia affidata a un'altra autorità.

<sup>2</sup> L'UFE emana le prescrizioni tecniche e amministrative necessarie.

<sup>3</sup> Ad intervalli regolari, la prima volta al più tardi quattro anni dopo l'entrata in vigore della presente ordinanza, riferisce al Consiglio federale sull'adeguatezza, efficacia e efficienza dei provvedimenti previsti nella LAEl e nella presente ordinanza.

<sup>4</sup> Prima di emanare le direttive di cui agli articoli 3 capoversi 1 e 2, 7 capoverso 2, 8 capoverso 2, 12 capoverso 2, 13 capoverso 1, 17 e 23 capoverso 2, i gestori di rete consultano in particolare i rappresentanti dei consumatori finali e dei produttori. Pubblicano le direttive su un unico sito Internet liberamente accessibile. Se non riescono ad accordarsi su queste direttive in tempo utile o se queste non sono adeguate, l'UFE può emanare disposizioni di esecuzione in questi settori.

<sup>5</sup> Per il ricorso a organizzazioni private si applicano per analogia gli articoli 23–25 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998<sup>30</sup> sull'energia.

**Sezione 2: Modifica del diritto vigente****Art. 28**

Le modifiche del diritto vigente sono disciplinate nell'allegato.

### Sezione 3: Disposizioni transitorie

#### Art. 29 Misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati

I produttori con condizioni di raccordo di cui all'articolo 28a della legge del 26 giugno 1998<sup>31</sup> sull'energia sono esentati dall'obbligo di installazione di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati di cui all'articolo 8 capoverso 5, indipendentemente dalla loro potenza di allacciamento.

#### Art. 30 Adeguamento dei contratti esistenti

<sup>1</sup> Se disposizioni dei contratti esistenti violano le prescrizioni sull'accesso alla rete o sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete, esse non sono valide.

<sup>2</sup> Se l'invalidità di disposizioni non più conformi al diritto arreca un danno sproporzionato a una delle parti contraenti, questa ha diritto a una compensazione sotto forma di prestazioni pecuniarie o altre controprestazioni.

#### Art. 31 Entrate risultanti dalle procedure di attribuzione orientate al mercato

L'impiego delle entrate risultanti dalle procedure di attribuzione orientate al mercato di cui all'articolo 32 LAEl deve essere approvato dalla ELCom. La proposta alla ELCom secondo l'articolo 20 capoverso 1 deve riportare gli altri costi nella rete di trasporto e illustrare in che modo questi non sono coperti dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

### Sezione 4:<sup>32</sup>

#### Disposizioni transitorie della modifica del 12 dicembre 2008

#### Art. 31a Tasso d'interesse per i beni patrimoniali necessari all'esercizio e fattore di correzione

<sup>1</sup> Il tasso d'interesse per i beni patrimoniali necessari all'esercizio relativi ad impianti messi in esercizio prima del 1° gennaio 2004 è, nel periodo 2009–2013, inferiore di un punto percentuale al tasso d'interesse di cui all'articolo 13 capoverso 3 lettera b. Agli investimenti effettuati per questi impianti dopo il 31 dicembre 2003 si applica il tasso d'interesse di cui all'articolo 13 capoverso 3 lettera b.

<sup>2</sup> I gestori di impianti di cui al capoverso 1, che non sono stati oggetto di una nuova valutazione o che sono stati ammortizzati in modo lineare durante una durata di utilizzazione uniforme e adeguata fissata secondo l'articolo 13 capoverso 1 oppure durante un periodo più lungo, possono chiedere alla ELCom che il tasso d'interesse per questi impianti possa essere computato senza la riduzione di cui al capoverso 1.

<sup>31</sup> RS 730.0

<sup>32</sup> Introdotta dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU 2008 6467).



<sup>3</sup> Se il corrispettivo per l'utilizzazione della rete per il 2009 è inferiore a quello dichiarato per il 2008, la EICom può approvare per il 2009 l'applicazione del corrispettivo del 2008.

**Art. 31b**<sup>33</sup>

**Art. 31c** Applicazione delle nuove tariffe, pubblicazione e rimborso

<sup>1</sup> I gestori di rete emettono una fattura per il primo trimestre 2009 sulla base delle probabili tariffe risultanti dagli articoli 13, 31a e 31b.

<sup>2</sup> Pubblicano queste tariffe secondo l'articolo 10 al più tardi entro il 1° aprile 2009.

<sup>3</sup> Rimborsano al più presto la differenza rispetto alle tariffe fatturate fino alla fine di marzo 2009, al più tardi nel conteggio definitivo successivo al 1° luglio 2009.

**Art. 31d** Diritto transitorio

<sup>1</sup> Gli articoli 13 capoverso 4, 15 capoverso 2 lettera a, 31a–31c si applicano, al momento della loro entrata in vigore, alle procedure pendenti dinanzi alle autorità o agli organi giudiziari.

<sup>2</sup> Su domanda o d'ufficio, le decisioni di autorità che non sono state impugnate possono essere adeguate agli articoli 13 capoverso 4, 15 capoverso 2 lettera a, 31a–31c, se l'interesse pubblico per l'applicazione di queste disposizioni prevale sull'interesse privato per l'attuazione della decisione.

**Sezione 5: Entrata in vigore**<sup>34</sup>

**Art. 32** ...<sup>35</sup>

<sup>1</sup> Fatti salvi i capoversi 2–4, la presente ordinanza entra in vigore il 1° aprile 2008.

<sup>2</sup> L'articolo 11 capoversi 1 e 4 entra in vigore il 1° gennaio 2009.

<sup>3</sup> L'articolo 2 capoverso 2 lettera d entra in vigore il 1° gennaio 2010.

<sup>4</sup> Il numero 2 dell'allegato (ordinanza sull'energia) entra in vigore come segue:

- a. l'articolo 1d capoversi 1 e 5 e l'appendice 2.1 entrano in vigore il 1° aprile 2008;
- b. gli articoli 3b, 3f–3i, 3j capoversi 1 e 2, 5 capoverso 1, 17c capoverso 1 e 29 capoversi 4 e 5 entrano in vigore il 1° maggio 2008;
- c. le altre disposizioni del numero 2 dell'allegato entrano in vigore il 1° gennaio 2009.

<sup>33</sup> Abrogato dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, con effetto dal 1° mar. 2013 (RU **2013** 559).

<sup>34</sup> Introdotta dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU **2008** 6467).

<sup>35</sup> Abrogata dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, con effetto dal 1° gen. 2009 (RU **2008** 6467).

## **Determinazione del costo medio ponderato del capitale**

### **1 Definizione**

- 1.1 Il costo medio ponderato del capitale è la somma del costo del capitale proprio (costo del capitale proprio), ponderato nella misura del 40 per cento, e del costo del capitale di terzi (costo del capitale di terzi), ponderato nella misura del 60 per cento.
- 1.2 Il calcolo si basa sui seguenti parametri:
  - a. tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio;
  - b. premio per i rischi di mercato;
  - c. «beta levered»;
  - d. tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi;
  - e. supplemento di solvibilità, inclusi i costi di emissione e di acquisizione.
- 1.3 Il costo del capitale proprio si calcola addizionando al tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio il prodotto del premio per i rischi di mercato moltiplicato per il «beta levered».
- 1.4 Il costo del capitale di terzi si calcola addizionando al tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi un supplemento per la solvibilità, inclusa un'aliquota forfettaria per i costi di emissione e di acquisizione.
- 1.5 L'UFE precisa le prescrizioni relative ai parametri di cui al numero 1.2.

### **2 Calcolo e determinazione annuali**

- 2.1 L'UFE determina annualmente i valori dei singoli parametri e in base ad essi calcola il costo medio ponderato del capitale.
- 2.2 Le variazioni del tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio, del premio per i rischi di mercato e del «beta unlevered» (n. 5.2) devono essere prese in considerazione unicamente se i relativi valori limite sono superati, in senso positivo o negativo, per due anni di seguito.
- 2.3 Le variazioni del tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi vengono prese in considerazione già nel caso in cui il relativo valore limite sia superato, in senso positivo o negativo, una sola volta. Il supplemento di solvibilità viene fissato in funzione dell'entità del tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi. Se quest'ultimo è uguale o inferiore al 2 per cento, il valore del supplemento di solvibilità è determinato in base alla media degli ultimi cinque anni. Se il tasso d'interesse esente da rischi per il

<sup>36</sup> Introdotta dal n. II dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU **2013** 559).

capitale di terzi è superiore al 2 per cento, il valore del supplemento di solvibilità è determinato in base alla media annua dell'anno civile precedente.

- 2.4 Sulla base dei calcoli effettuati dall'UFE e dopo aver consultato la ElCom, il DATEC determina ogni anno il tasso medio di costo del capitale e lo pubblica in Internet e nel Foglio federale. La determinazione avviene ogni anno entro la fine del mese di marzo, per la prima volta entro il 31 marzo 2013 per il 2014.

### **3 Tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio**

- 3.1 Il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio corrisponde al rendimento medio annuale delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a dieci anni pubblicato per l'anno civile precedente (rendimento di obbligazioni «zero coupon»).
- 3.2 Si applicano i seguenti valori forfettari:
- |  |                |
|--|----------------|
| a. minore del 3 per cento,                                     | 2,5 per cento; |
| b. uguale o maggiore del 3 per cento e minore del 4 per cento, | 3,5 per cento; |
| c. uguale o maggiore del 4 per cento e minore del 5 per cento, | 4,5 per cento; |
| d. uguale o maggiore del 5 per cento e minore del 6 per cento, | 5,5 per cento; |
| e. uguale o maggiore del 6 per cento,                          | 6,5 per cento. |
- 3.3 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.2) sono: 3, 4, 5 e 6 per cento.

### **4 Premio per i rischi di mercato**

- 4.1 Il premio per i rischi di mercato è la differenza fra il rendimento del mercato azionario (indice), considerato come valore medio fra la media aritmetica e la media geometrica, e il rendimento (considerato come media aritmetica) di un investimento esente da rischi.
- 4.2 La base per determinare tale premio è costituita dalle serie di dati pubblicati a partire dal 1926 ovvero, per il rendimento del mercato azionario, l'indice dei valori nominali delle azioni e, per il rendimento di un investimento esente da rischi, il rendimento delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a dieci anni.
- 4.3 Al premio per i rischi di mercato si applicano i seguenti valori forfettari:
- |  |                |
|--|----------------|
| a. minore del 4,5 per cento,                                       | 4,5 per cento; |
| b. uguale o maggiore del 4,5 per cento e minore del 5,5 per cento, | 5,0 per cento; |
| c. uguale o maggiore del 5,5 per cento,                            | 5,5 per cento. |

- 4.4 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.2) sono: 4,5 e 5,5 per cento.

## 5 Beta levered

- 5.1 Il «beta levered» risulta dal prodotto del «beta unlevered» per il coefficiente di leva finanziaria. Quest'ultimo corrisponde a una quota del capitale complessivo pari al 40 per cento per il capitale proprio e al 60 per cento per il capitale di terzi.
- 5.2 Il «beta unlevered» si determina sulla base di un gruppo di imprese di approvvigionamento energetico europee comparabili («peer group»). I valori beta del «peer group» vengono rilevati mensilmente per un arco di tempo di tre anni. La composizione del «peer group» viene verificata ogni anno e, se possibile, migliorata.
- 5.3 Al «beta unlevered» si applicano i seguenti valori forfettari:
- |    |   |      |
|----|---|------|
| a. | minore di 0,25,                             | 0,2; |
| b. | uguale o maggiore di 0,25 e minore di 0,35, | 0,3; |
| c. | uguale o maggiore di 0,35 e minore di 0,45, | 0,4; |
| d. | uguale o maggiore di 0,45 e minore di 0,55, | 0,5; |
| e. | uguale o maggiore di 0,55,                  | 0,6. |
- 5.4 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.2) sono: 0,25, 0,35, 0,45 e 0,55.

## 6 Tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi

- 6.1 Il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi corrisponde al rendimento medio annuale delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a cinque anni pubblicato per l'anno civile precedente (rendimento di obbligazioni «zero coupon»).
- 6.2 Si applicano i seguenti valori forfettari:
- |    |   |                 |
|----|---|-----------------|
| a. | minore del 2,0 per cento,                                       | 2,00 per cento; |
| b. | uguale o maggiore del 2,0 per cento e minore del 2,5 per cento, | 2,25 per cento; |
| c. | uguale o maggiore del 2,5 per cento e minore del 3,0 per cento, | 2,75 per cento; |
| d. | uguale o maggiore del 3,0 per cento e minore del 3,5 per cento, | 3,25 per cento; |
| e. | uguale o maggiore del 3,5 per cento e minore del 4,0 per cento, | 3,75 per cento; |
| f. | uguale o maggiore del 4,0 per cento e minore del 4,5 per cento, | 4,25 per cento; |
| g. | uguale o maggiore del 4,5 per cento e minore                    |                 |

- |  |   |                 |
|--|---|-----------------|
|  | del 5,0 per cento,                      | 4,75 per cento; |
|  | h. uguale o maggiore del 5,0 per cento, | 5,00 per cento. |
- 6.3 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.3) sono: 2,0, 2,5, 3,0, 3,5, 4,0, 4,5 e 5,0 per cento.

## 7 **Supplemento di solvibilità, inclusi i costi di emissione e di acquisizione**

- 7.1 Il supplemento di solvibilità per il rischio di insolvenza è la differenza fra il tasso d'interesse medio dei titoli di debito di imprese svizzere con buona solvibilità e il tasso d'interesse medio dei titoli di debito esenti da rischio (differenza fra gli indici).
- 7.2 Per i costi di emissione e di acquisizione sono computabili 50 punti base, pari allo 0,5 per cento.
- 7.3 Alla somma del supplemento di solvibilità e dei costi di emissione e di acquisizione si applicano i seguenti valori forfettari:
- |    |   |                 |
|----|---|-----------------|
| a. | minore dello 0,625 per cento,   | 0,50 per cento; |
| b. | uguale o maggiore dello 0,625 per cento e minore dello 0,875 per cento, | 0,75 per cento; |
| c. | uguale o maggiore dello 0,875 per cento e minore dell'1,125 per cento:  | 1,00 per cento; |
| d. | uguale o maggiore dell'1,125 per cento e minore dell'1,375 per cento,   | 1,25 per cento; |
| e. | uguale o maggiore dell'1,375 per cento,                                 | 1,50 per cento. |
- 7.4 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.3) sono: 0,625, 0,875, 1,125 e 1,375 per cento.

*Allegato 2*<sup>37</sup>  
(art. 28)

## **Modifica del diritto vigente**

Le ordinanze qui appresso sono modificate come segue:

...<sup>38</sup>

<sup>37</sup> Originario all.

<sup>38</sup> Le mod. possono essere consultate alla RU **2008** 1223.