

Bruxelles, 2 dicembre 2016
(OR. en)

15135/16

**Fascicolo interistituzionale:
2016/0379 (COD)**

**ENER 418
ENV 758
CLIMA 169
COMPET 637
CONSOM 301
FISC 221
IA 131
CODEC 1809**

PROPOSTA

Origine:	Jordi AYET PUIGARNAU, Direttore, per conto del Segretario Generale della Commissione europea
Data:	2 dicembre 2016
Destinatario:	Jeppe TRANHOLM-MIKKELSEN, Segretario Generale del Consiglio dell'Unione europea
n. doc. Comm.:	COM(2016) 861 final
Oggetto:	Proposta di REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)

Si trasmette in allegato, per le delegazioni, il documento COM(2016) 861 final.

All.: COM(2016) 861 final



Bruxelles, 23.2.2017
COM(2016) 861 final

2016/0379 (COD)

Proposta di

REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO

sul mercato interno dell'energia elettrica

(rifusione)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

{SWD(2016) 410 final}

{SWD(2016) 411 final}

{SWD(2016) 412 final}

{SWD(2016) 413 final}

RELAZIONE

1. CONTESTO DELLA PROPOSTA

- **Motivi e obiettivi della proposta**

Contesto politico

I cittadini europei spendono una parte considerevole del loro reddito per l'energia e l'energia è un fattore produttivo importante per l'industria europea. Al tempo stesso, il settore dell'energia svolge un ruolo fondamentale per quanto riguarda l'obbligo di ridurre di almeno il 40% le emissioni di gas a effetto serra nell'Unione entro il 2030, con l'obiettivo previsto di raggiungere, nello stesso anno, il 50% di energie rinnovabili.

Le proposte di rifusione della direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del regolamento sul mercato dell'energia elettrica e del regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia rientrano nel più ampio pacchetto di iniziative della Commissione denominato "Energia pulita per tutti gli europei". Il pacchetto comprende le proposte chiave avanzate dalla Commissione per realizzare l'Unione dell'energia, conformemente a quanto previsto nella tabella di marcia per l'Unione dell'energia¹. Contiene sia proposte legislative che iniziative non legislative volte a creare un quadro di sostegno che consenta di apportare vantaggi concreti ai cittadini e di favorire l'occupazione, la crescita e gli investimenti contribuendo nel contempo alla realizzazione delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia. Le priorità fondamentali del pacchetto sono pertanto l'efficienza energetica *in primis*, la leadership dell'UE a livello mondiale nelle energie rinnovabili e la garanzia di condizioni eque per i consumatori di energia.

Sia il Consiglio europeo² che il Parlamento europeo³ hanno più volte sottolineato che un mercato integrato dell'energia pienamente funzionante è lo strumento migliore per garantire prezzi dell'energia accessibili, assicurare l'approvvigionamento energetico e permettere l'integrazione e la generazione economicamente efficienti di maggiori volumi di energia elettrica da fonti rinnovabili. I prezzi competitivi sono fondamentali per la crescita e il benessere dei consumatori nell'Unione europea e, di conseguenza, sono il fulcro della politica energetica dell'UE. L'attuale assetto del mercato dell'energia si basa sulle norme contenute nel "terzo pacchetto Energia"⁴, adottato nel 2009. Tali norme sono state successivamente

¹ Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo, al Comitato delle regioni e alla Banca europea per gli investimenti, "Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici", COM(2015) 80 final.

² Risultati dei lavori della 3429^a sessione del Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia", del 26 novembre 2015, 14632/15; risultati dei lavori della 3472^a sessione del Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia", del 6 giugno 2016, 9736/16.

³ Risoluzione del Parlamento europeo del 13 settembre 2016, sul tema "Verso un nuovo assetto del mercato dell'energia" (P8_TA(2016) 333).

⁴ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55) (nel prosieguo la "direttiva sull'energia elettrica"); regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003 (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 15) (nel prosieguo il "regolamento sull'energia elettrica");

integrate da atti legislativi contro gli abusi di mercato⁵ nonché da disposizioni di attuazione riguardanti gli scambi di energia elettrica e la gestione delle reti⁶. Il mercato interno dell'energia dell'UE si basa su principi consolidati, quali il diritto di accesso alle reti elettriche da parte di terzi, la libera scelta dei fornitori da parte dei consumatori, norme solide sulla separazione delle attività di filiera, l'eliminazione degli ostacoli agli scambi transfrontalieri, la vigilanza del mercato ad opera di regolatori indipendenti dell'energia nonché la cooperazione tra regolatori e gestori delle reti a livello UE in seno all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) e alla Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (ENTSO).

Il terzo pacchetto Energia ha rappresentato progressi concreti per i consumatori. Ha determinato una maggiore liquidità dei mercati europei dell'energia elettrica e ha considerevolmente aumentato gli scambi transfrontalieri. In molti Stati membri i consumatori hanno ora a disposizione una possibilità di scelta più ampia. L'aumento della concorrenza, sui mercati all'ingrosso in particolare, ha contribuito a mantenere sotto controllo i prezzi all'ingrosso. I nuovi diritti dei consumatori introdotti dal terzo pacchetto Energia hanno chiaramente migliorato la posizione dei consumatori nei mercati dell'energia.

In seguito a nuovi sviluppi i mercati europei dell'energia elettrica hanno subito profondi cambiamenti. La quota di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (E-FER) è notevolmente aumentata. La tendenza a utilizzare energia elettrica da rinnovabili proseguirà; si tratta infatti di un requisito fondamentale per soddisfare gli obblighi dell'Unione ai sensi dell'accordo di Parigi sul clima. Le caratteristiche fisiche dell'energia elettrica da rinnovabili –più variabile, meno prevedibile e decentrata rispetto alle fonti tradizionali –comportano la necessità di adeguare le regole di gestione del mercato e delle reti a un mercato più flessibile. Parallelamente, gli interventi statali, spesso concepiti in maniera non coordinata, hanno determinato distorsioni del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, con conseguenze

regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 1) (nel prosieguo il “regolamento ACER”).

⁵ 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 L 326 dell'8.12.2011, pag. 1); regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 della Commissione, del 17 dicembre 2014, relativo alla segnalazione dei dati in applicazione dell'articolo 8, paragrafi 2 e 6, del regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 363 del 18.12.2014, pag. 121).

⁶ 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 L 326 dell'8.12.2011, pag. 1); regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione, del 14 giugno 2013, sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati dell'energia elettrica e recante modifica dell'allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 163 del 15.6.2013, pag. 1); regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24); regolamento (UE) 2016/631 della Commissione, del 14 aprile 2016, che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (GU L 112 del 27.4.2016, pag. 1); regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione, del 17 agosto 2016, che istituisce un codice di rete in materia di connessione della domanda (GU L 223 del 18.8.2016, pag. 10); regolamento (UE) 2016/1447 della Commissione, del 26 agosto 2016, che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (GU L 241 dell'8.9.2016, pag. 1); regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione, del 26 settembre 2016, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (GU L 259 del 27.9.2016, pag. 42); altri orientamenti e codici di rete sono stati approvati dagli Stati membri e sono in attesa di adozione.

negative per gli investimenti e gli scambi transfrontalieri⁷. Stanno avvenendo cambiamenti di rilievo anche sul fronte tecnologico. In quasi tutta l'Unione europea l'energia elettrica è oggetto di scambi commerciali attraverso il cosiddetto "accoppiamento dei mercati", organizzato congiuntamente dalle borse dell'energia e dai gestori dei sistemi di trasmissione. La digitalizzazione e il rapido sviluppo di soluzioni di negoziazione e di misurazione via internet permettono all'industria, alle imprese e anche alle famiglie di produrre e immagazzinare energia elettrica nonché di partecipare ai mercati dell'energia elettrica tramite soluzioni cosiddette di "gestione attiva della domanda". Il mercato dell'energia elettrica del prossimo decennio sarà caratterizzato da una generazione più variabile e decentrata, da una maggiore interdipendenza tra gli Stati membri e da nuove opportunità tecnologiche che permetteranno ai consumatori di ridurre le bollette e partecipare attivamente ai mercati dell'energia elettrica tramite la gestione attiva della domanda, l'autoconsumo o lo stoccaggio dell'energia.

La presente iniziativa sull'assetto del mercato dell'energia elettrica ha pertanto lo scopo di adeguare le vigenti regole alle nuove realtà del mercato, consentendo la libera circolazione dell'energia elettrica dove e quando ve ne è una maggiore necessità tramite segnali di prezzo non falsati, conferendo al contempo un ruolo attivo ai consumatori, traendo i massimi benefici per la società dalla concorrenza transfrontaliera e fornendo i segnali e gli incentivi adeguati a orientare gli investimenti necessari per la decarbonizzazione del nostro sistema energetico. Attribuirà inoltre priorità a soluzioni di efficienza energetica e contribuirà allo scopo di rendere l'Unione europea un leader mondiale nella produzione di energia da fonti rinnovabili, contribuendo in tal modo all'obiettivo di creare occupazione e crescita e di attrarre investimenti.

Adeguare le regole del mercato

Le vigenti regole del mercato si basano sulle tecnologie di generazione prevalenti nel decennio scorso, ossia grandi centrali elettriche centralizzate alimentate da combustibili fossili, con una partecipazione limitata dei consumatori. In futuro l'energia elettrica variabile da rinnovabili svolgerà un ruolo sempre maggiore nel mix energetico e i consumatori dovranno essere messi in condizione di partecipare ai mercati se lo desiderano; di conseguenza, occorre adeguare le regole. I mercati dell'energia elettrica a breve termine che permettono di effettuare scambi transfrontalieri di energia elettrica da rinnovabili sono fondamentali per l'efficace integrazione di tale energia nel mercato, in quanto la generazione da fonti rinnovabili può nella maggior parte dei casi essere prevista con precisione solo poco prima del tempo reale (a causa delle incertezze meteorologiche). La creazione di mercati che consentano la partecipazione con un breve preavviso prima dell'effettiva erogazione (i cosiddetti mercati "infragiornalieri" o "di bilanciamento") è un passo fondamentale per permettere ai produttori di energia elettrica da rinnovabili di vendere a condizioni eque, e inoltre aumenterà la liquidità nel mercato. I mercati a breve termine si tradurranno in nuove opportunità commerciali per i partecipanti, che potranno offrire soluzioni energetiche "di riserva" nei momenti di domanda elevata e di scarsa generazione di energia da fonti rinnovabili. In quest'ambito rientra la possibilità per i consumatori di modificare la loro domanda ("gestione attiva della domanda"), cambiare il gestore del sistema di stoccaggio o passare a produttori flessibili. Poiché gestire la variabilità nelle regioni di piccole dimensioni può essere molto costoso, l'aggregazione della produzione variabile su aree più vaste potrebbe

⁷ Cfr. la comunicazione della Commissione "Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica e sfruttare al meglio l'intervento pubblico", C(2013) 7243 final, del 5.11.2013.

aiutare i consumatori a risparmiare ingenti somme di denaro. Tuttavia, non sono ancora presenti mercati integrati a breve termine.

Le lacune dell'attuale regolamentazione del mercato riducono l'attrattiva del settore energetico a fini di nuovi investimenti. Un sistema energetico basato sul mercato e opportunamente interconnesso, in cui i prezzi seguano i segnali di mercato, stimolerà in modo efficace i necessari investimenti nella generazione e trasmissione di energia e garantirà che essi siano effettuati laddove sono più richiesti dal mercato, riducendo in tal modo al minimo la necessità di investimenti pianificati dallo Stato.

Attualmente le regole dei mercati nazionali (ad esempio i massimali di costo) e gli interventi statali impediscono ai prezzi di rispecchiare la scarsità di energia elettrica. Inoltre, le zone di prezzo non sempre riflettono l'effettiva scarsità se non sono ben configurate e seguono invece i confini politici. Il nuovo assetto del mercato mira a migliorare i segnali di prezzo al fine di orientare gli investimenti in settori in cui sono maggiormente necessari, riflettendo i vincoli di rete e i centri di domanda anziché i confini nazionali. I segnali di prezzo dovrebbero inoltre consentire un'adeguata remunerazione delle risorse flessibili (tra cui la gestione attiva della domanda e lo stoccaggio), poiché i ricavi da tali risorse si ottengono su periodi di tempo più brevi (ad esempio moderni impianti a gas utilizzati solo nelle ore di punta o la riduzione della domanda industriale durante i picchi di domanda o nei momenti di sollecitazione del sistema). Segnali di prezzo effettivi garantiscono inoltre l'efficace dispacciamento degli impianti di generazione esistenti. È pertanto essenziale rivedere le regole in vigore che distorcono la formazione dei prezzi (quali le norme che attribuiscono priorità al dispacciamento di taluni impianti) al fine di attivare e realizzare appieno il potenziale di flessibilità che può offrire il fronte della domanda.

I consumatori al centro del mercato dell'energia

La piena integrazione dei consumatori industriali, commerciali e residenziali nel sistema energetico può evitare costi considerevoli per la generazione "di riserva", costi che i consumatori finirebbero altrimenti per pagare. Tale integrazione consente inoltre ai consumatori di beneficiare delle fluttuazioni dei prezzi e di guadagnare denaro attraverso la partecipazione al mercato. Attivare la partecipazione dei consumatori è pertanto un requisito essenziale per gestire la transizione energetica con successo e in maniera efficace in termini di costi.

Dare forma a un "new deal" per i consumatori di energia è un impegno chiave dell'Unione dell'energia. Tuttavia, le regole di mercato attualmente in vigore spesso non permettono ai consumatori di cogliere le nuove opportunità. Benché i consumatori possano ora generare e immagazzinare energia elettrica nonché gestire il consumo energetico con grande facilità, l'attuale assetto del mercato al dettaglio impedisce loro di riuscire a beneficiare appieno di tali opportunità.

Nella maggior parte degli Stati membri i consumatori sono scarsamente o per nulla incentivati a modificare il loro consumo in risposta ai cambiamenti dei prezzi sui mercati, poiché i segnali di prezzo in tempo reale non sono trasmessi ai consumatori finali. Il pacchetto sull'assetto del mercato rappresenta un'opportunità per rispettare tale impegno. Segnali di prezzo in tempo reale più trasparenti stimoleranno la partecipazione dei consumatori, sia individualmente che in maniera aggregata, e renderanno più flessibile il sistema, agevolando l'integrazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Oltre a offrire un grande potenziale di risparmio energetico per le famiglie, gli sviluppi tecnologici permetteranno ad

apparecchiature e sistemi, quali elettrodomestici intelligenti, veicoli elettrici, impianti di riscaldamento, condizionamento dell'aria e pompe di calore elettrici in edifici coibentati e sistemi di teleriscaldamento e di teleraffreddamento, di seguire automaticamente le fluttuazioni dei prezzi e, su più vasta scala, di fornire un contributo significativo e flessibile alla rete elettrica. Affinché possano beneficiare finanziariamente di tali nuove opportunità, i consumatori dovranno avere accesso a sistemi intelligenti ad hoc nonché a contratti di fornitura di energia elettrica con prezzi dinamici collegati al mercato a pronti. Oltre all'adeguamento dei consumi ai segnali di prezzo da parte dei consumatori, stanno emergendo nuovi servizi per la domanda mediante i quali nuovi attori del mercato propongono di gestire il consumo di energia elettrica di una serie di consumatori corrispondendo loro un compenso in cambio di flessibilità. Sebbene il ricorso a tali servizi sia già incoraggiato ai sensi della vigente legislazione dell'UE, i dati disponibili indicano che le disposizioni esistenti non sono riuscite a eliminare i principali ostacoli all'ingresso nel mercato da parte dei suddetti fornitori di servizi. È necessario affinare tali disposizioni per incoraggiare ulteriormente l'utilizzo di questi nuovi servizi.

In molti Stati membri i prezzi dell'energia elettrica non seguono l'andamento della domanda e dell'offerta, ma sono disciplinati dalle autorità pubbliche. La regolamentazione dei prezzi può limitare lo sviluppo di una concorrenza effettiva, scoraggiare gli investimenti e la comparsa di nuovi attori nel mercato. Nella sua strategia quadro per un'Unione dell'energia⁸ la Commissione si è pertanto impegnata a eliminare progressivamente i prezzi regolamentati e a incoraggiare gli Stati membri a stabilire una tabella di marcia per la graduale soppressione di tutti i prezzi regolamentati. Il nuovo assetto del mercato mira a garantire che i prezzi di approvvigionamento non siano in alcun modo condizionati dall'intervento pubblico, salvo eccezioni debitamente giustificate.

Grazie a costi della tecnologia in rapido calo, un sempre maggior numero di consumatori ha la possibilità di ridurre le bollette utilizzando tecnologie quali batterie solari e pannelli fotovoltaici da tetto. Tuttavia, l'autoproduzione di energia elettrica continua a essere ostacolata da una mancanza di norme comuni per i "prosumatori". Norme appropriate potrebbero eliminare tali ostacoli, ad esempio garantendo i diritti dei consumatori di generare energia per il proprio consumo e di vendere quella in eccesso immettendola nella rete, senza trascurare i costi e i benefici per il sistema nel suo complesso (ad esempio partecipazione adeguata ai costi di rete).

Le comunità energetiche locali possono essere un modo efficiente per gestire l'energia a livello di comunità, consumando direttamente l'energia elettrica prodotta o destinandola al (tele)riscaldamento-raffreddamento, con o senza connessione ai sistemi di distribuzione. Affinché tali iniziative possano svilupparsi liberamente, il nuovo assetto del mercato prevede che gli Stati membri istituiscano quadri giuridici atti a consentire lo svolgimento delle attività delle comunità energetiche.

Oggi oltre il 90% delle fonti rinnovabili variabili di energia elettrica è connesso alle reti di distribuzione. L'integrazione della produzione locale ha di fatto determinato un notevole aumento delle tariffe di rete per gli utenti domestici. Inoltre, le imposte e gli oneri per finanziare gli ampliamenti della rete e gli investimenti a favore delle rinnovabili sono aumentate drasticamente. Il nuovo assetto del mercato e la revisione della direttiva sulle fonti

⁸ Cfr. la comunicazione "Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici", COM/2015/080 final.

energetiche rinnovabili offrono l'occasione di affrontare queste disfunzioni, che possono avere un impatto sproporzionato su taluni utenti domestici.

Permettere ai gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) di gestire a livello più locale alcune delle sfide associate alla generazione variabile (ad esempio gestendo le risorse locali di flessibilità) potrebbe ridurre considerevolmente i costi di rete. Tuttavia, poiché molti DSO fanno parte di imprese integrate verticalmente che sono attive anche nel settore dell'approvvigionamento, sono necessarie garanzie regolamentari volte ad assicurare la neutralità dei DSO nello svolgimento delle loro nuove funzioni, ad esempio in termini di gestione dei dati nonché nell'utilizzo della flessibilità per la gestione delle congestioni locali.

Un altro fattore chiave per la concorrenza e il coinvolgimento dei consumatori è l'informazione. Le consultazioni e gli studi condotti dalla Commissione hanno dimostrato che i consumatori lamentano una mancanza di trasparenza sui mercati dell'energia elettrica, che riduce la loro capacità di beneficiare della concorrenza e di partecipare attivamente ai mercati. I consumatori non si sentono abbastanza informati in merito ai vari fornitori presenti sul mercato nonché alla disponibilità di nuovi servizi energetici e ritengono troppo complesse le offerte e le procedure per passare da un fornitore all'altro. La riforma garantirà anche la protezione dei dati poiché un maggiore utilizzo delle nuove tecnologie (in particolare dei sistemi di misurazione intelligenti) produrrà una serie di dati sull'energia caratterizzati da un elevato valore commerciale.

Nel nuovo assetto del mercato, che pone i consumatori al centro del mercato dell'energia, è indispensabile trovare il modo di garantire che i gruppi sociali più vulnerabili siano protetti e che il numero complessivo di famiglie in condizioni di povertà energetica non aumenti ulteriormente. Alla luce dei livelli crescenti di povertà energetica e di una mancanza di chiarezza sui mezzi più appropriati per affrontarla, insieme alla vulnerabilità dei consumatori in generale, la proposta sul nuovo assetto del mercato prevede che gli Stati membri misurino opportunamente e monitorino regolarmente la povertà energetica sulla base dei principi definiti a livello dell'UE. Le direttive rivedute sull'efficienza energetica e sulla prestazione energetica nell'edilizia contengono ulteriori misure volte a far fronte a questo fenomeno.

Sicurezza dell'approvvigionamento dell'energia elettrica

La sicurezza dell'approvvigionamento dell'energia elettrica è indispensabile nelle società moderne, che dipendono in ampia misura da sistemi basati sull'energia elettrica e su internet. È pertanto necessario valutare la capacità del sistema europeo dell'energia elettrica di offrire una produzione e una flessibilità sufficienti a garantire in qualsiasi momento l'affidabilità dell'approvvigionamento (adeguatezza delle risorse). Garantire la sicurezza dell'approvvigionamento non è solo un obbligo nazionale, ma un pilastro fondamentale della politica dell'Unione nel settore dell'energia⁹. La sicurezza dell'approvvigionamento, infatti, in una rete pienamente interconnessa, sincronizzata e caratterizzata da mercati ben funzionanti, può essere organizzata in maniera molto più efficiente e competitiva che a livello esclusivamente nazionale. Nei singoli Stati membri la stabilità della rete spesso dipende in ampia misura da flussi di energia elettrica che hanno origine in paesi confinanti e, di conseguenza, i potenziali problemi di sicurezza dell'approvvigionamento hanno solitamente un impatto regionale. Per questo motivo, i rimedi più efficaci ai deficit di produzione a livello nazionale sono spesso rappresentati da soluzioni regionali, che permettono agli Stati membri di beneficiare di eccedenze di produzione in altri paesi. Sarebbe pertanto opportuno introdurre

⁹ Cfr. l'articolo 194, paragrafo 1, lettera b), TFUE.

una valutazione dell'adeguatezza coordinata a livello europeo, basata su una metodologia definita di comune accordo, per ottenere un quadro realistico del possibile fabbisogno di generazione, tenendo conto dell'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e dei potenziali flussi provenienti da altri paesi. Se dalla valutazione coordinata dell'adeguatezza emergerà che in taluni paesi o regioni sono necessari meccanismi di regolazione della capacità, tali meccanismi dovranno essere concepiti in maniera da ridurre al minimo le distorsioni del mercato interno. È dunque necessario definire criteri chiari e trasparenti per ridurre al minimo le distorsioni degli scambi transfrontalieri, utilizzare al massimo lo strumento di gestione attiva della domanda e ridurre gli effetti negativi sulla decarbonizzazione per evitare il rischio di eterogenei meccanismi nazionali di regolazione della capacità che creerebbero nuovi ostacoli al mercato e pregiudicherebbero la concorrenza¹⁰.

Rafforzare la cooperazione regionale

La stretta interconnessione degli Stati membri dell'UE attraverso la rete comune transeuropea è unica al mondo e rappresenta una risorsa straordinaria per gestire con efficienza la transizione energetica. Senza la possibilità di ricorrere alle risorse messe a disposizione da altri Stati membri a livello di produzione e domanda, i costi della transizione energetica per i consumatori aumenterebbero considerevolmente. Oggigiorno la gestione transfrontaliera del sistema è molto più interconnessa di quanto non fosse in passato, in ragione sia dell'aumento della produzione variabile e decentrata sia di una più stretta integrazione dei mercati, specialmente quelli a orizzonti temporali più brevi. Questo significa anche che le azioni nazionali da parte di regolatori o gestori delle reti possono avere un effetto immediato su altri Stati membri dell'UE. L'esperienza ha dimostrato che il mancato coordinamento delle decisioni nazionali può comportare costi considerevoli per i consumatori europei.

Il fatto che alcuni interconnettori siano utilizzati solo al 25% delle loro capacità, spesso a causa del mancato coordinamento delle limitazioni nazionali, e che gli Stati membri non siano riusciti a giungere a un accordo su zone di prezzo adeguate illustra la necessità di un maggiore coordinamento tra gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) e regolatori. Esempi di una buona riuscita della cooperazione volontaria e obbligatoria tra TSO, regolatori e governi hanno dimostrato che la cooperazione regionale può migliorare il funzionamento del mercato e ridurre notevolmente i costi. In alcuni settori, ad esempio per quanto riguarda il meccanismo di "accoppiamento dei mercati" a livello UE, la cooperazione tra TSO è già diventata obbligatoria e il sistema del voto a maggioranza su determinate questioni si è dimostrato efficace in ambiti in cui la cooperazione volontaria (che lasciava a ciascun TSO un diritto di veto) non aveva dato luogo a risultati soddisfacenti a causa di problemi regionali. Sulla base di questo esempio di proficua collaborazione, sarebbe opportuno estendere la cooperazione obbligatoria ad altri settori del quadro normativo. A tale scopo, all'interno dei "centri operativi regionali", i TSO potrebbero decidere in merito alle questioni in cui azioni nazionali disorganiche e non coordinate potrebbero incidere negativamente sul mercato e sui consumatori (ad esempio riguardo alla gestione dei sistemi, al calcolo della capacità degli interconnettori, alla sicurezza dell'approvvigionamento e alla preparazione ai rischi).

Adeguare la vigilanza regolamentare ai mercati regionali

Sembra opportuno adeguare anche la vigilanza regolamentare alle nuove realtà del mercato. Attualmente tutte le principali decisioni sono adottate dai regolatori nazionali, anche nei casi

¹⁰ A tale proposito, cfr. anche la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, riguardante i rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento connessi alla gestione di situazioni di crisi dell'energia elettrica.

in cui è necessaria una soluzione regionale comune. Benché l'ACER sia riuscita a fungere da forum per il coordinamento di regolatori nazionali con interessi divergenti, al momento il suo ruolo primario si limita ad attività di coordinamento, consulenza e monitoraggio. Sebbene gli attori del mercato collaborino sempre più a livello transfrontaliero e adottino decisioni su determinate questioni riguardanti la gestione delle reti e gli scambi di energia elettrica a maggioranza qualificata a livello regionale e persino unionale¹¹, queste procedure decisionali regionali non trovano riscontro in equivalenti requisiti normativi. La vigilanza regolamentare resta pertanto disorganica e comporta un rischio di decisioni divergenti e inutili ritardi. Il rafforzamento dei poteri dell'ACER sulle suddette questioni transfrontaliere, che richiedono una decisione regionale coordinata, contribuirà a un processo decisionale più rapido ed efficace. I regolatori nazionali, che decidono in seno all'ACER su tali questioni attraverso il voto a maggioranza, continueranno a partecipare appieno al processo.

Sembra inoltre opportuno definire meglio il ruolo dell'ENTSO dell'energia elettrica al fine di rafforzarne il ruolo di coordinamento e rendere più trasparente il suo processo decisionale.

Chiarimenti dei testi

Infine, la rifusione del regolamento sull'energia elettrica, del regolamento ACER e della direttiva sull'energia elettrica sarà utilizzata per apportare una serie di chiarimenti redazionali su alcune delle norme esistenti e per ristrutturarne altre al fine di rendere più comprensibili le norme estremamente tecniche dei tre atti senza alterarne la sostanza.

• **Coerenza con altre disposizioni e proposte nel settore normativo interessato**

L'iniziativa sull'assetto del mercato è fortemente collegata ad altre proposte legislative in materia di energia e clima che sono state presentate parallelamente ad essa. Fra queste rientrano in particolare le iniziative volte a migliorare l'efficienza energetica dell'Europa, un pacchetto sulle energie rinnovabili e l'iniziativa globale sui meccanismi di governance e di comunicazione per l'Unione dell'energia. Tutte queste iniziative sono volte ad attuare le misure necessarie per realizzare l'obiettivo di un'Unione dell'energia competitiva, sicura e sostenibile. L'intenzione di riunire in un pacchetto le varie iniziative, costituite da molteplici leve legislative e non legislative, è garantire la massima coerenza delle proposte programmatiche, differenti ma strettamente interconnesse.

Pertanto, sebbene la presente proposta abbia come oggetto l'aggiornamento delle regole di mercato al fine di rendere economicamente vantaggiosa la transizione verso un'energia pulita, le disposizioni in essa contenute operano in sinergia con il più ampio quadro per le politiche del clima e dell'energia dell'UE. Le suddette interconnessioni sono ulteriormente illustrate nella valutazione d'impatto della Commissione¹².

La proposta è strettamente collegata alla proposta di revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, che fornisce un quadro per il conseguimento dell'obiettivo del 2030 in materia di energia rinnovabile, tra cui anche principi riguardanti i regimi di sostegno delle fonti energetiche rinnovabili, che renderanno tali regimi maggiormente orientati al mercato, efficaci in termini di costi e più regionalizzati a livello di campo di applicazione qualora gli Stati membri decidessero di mantenerli. Le misure finalizzate all'integrazione delle energie

¹¹ Cfr., ad esempio, l'articolo 9 del regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24).

¹² [OP: inserire il link alla valutazione d'impatto]

rinnovabili nel mercato, quali le disposizioni in materia di dispacciamento, ostacoli all'autoconsumo connessi al mercato e altre norme sull'accesso al mercato, precedentemente contenute nella direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, sono ora state incluse nel regolamento e nella direttiva sull'energia elettrica.

La proposta di regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia contribuirà a garantire la coerenza semplificando gli obblighi degli Stati membri in termini di pianificazione e comunicazione al fine di favorire la convergenza verso gli obiettivi energetici e climatici fissati a livello UE. Offrirà un nuovo strumento di pianificazione, comunicazione e monitoraggio per misurare lo stato di avanzamento di uno Stato membro riguardo all'attuazione degli obblighi di mercato europei introdotti dai presenti atti legislativi.

La proposta di regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica integra la presente proposta, concentrandosi in particolare sulle azioni di governo finalizzate alla gestione di situazioni di crisi dell'energia elettrica e alla prevenzione di rischi a breve termine per il sistema dell'energia elettrica.

La presente proposta è strettamente allineata alla politica della Commissione in materia di concorrenza nel settore dell'energia: nella fattispecie, integra i risultati dell'indagine settoriale della Commissione sui meccanismi di regolazione della capacità, garantendo la piena coerenza con la sua politica di applicazione delle norme in materia di aiuti di Stato a favore dell'energia.

- **Coerenza con le altre normative dell'Unione**

La proposta è intesa a dare attuazione agli obiettivi chiave dell'Unione dell'energia definiti nella strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici. Come precedentemente affermato, il contenuto del pacchetto è altresì in linea con il recente impegno di raggiungere ambiziosi obiettivi climatici assunto a livello globale dall'Unione nell'ambito dell'accordo concluso a Parigi in occasione della 21^a Conferenza delle parti dell'ONU (COP21). La presente proposta e la proposta di revisione del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE avanzata a luglio 2015 sono complementari e si rafforzano a vicenda.

Inoltre, poiché una revisione dell'assetto del mercato dell'energia elettrica è volta a rendere il mercato dell'energia elettrica dell'UE più competitivo e accessibile per le nuove tecnologie, la proposta contribuisce anche a realizzare gli obiettivi dell'Unione di creare posti di lavoro e stimolare la crescita. Offrendo opportunità di mercato per le nuove tecnologie, la proposta incoraggerà l'adozione di una serie di servizi e prodotti che conferiranno alle imprese europee il vantaggio del pioniere nella transizione verso l'energia pulita ormai innescata a livello mondiale.

2. BASE GIURIDICA, SUSSIDIARIETÀ E PROPORZIONALITÀ

- **Base giuridica**

La base giuridica per le misure proposte è l'articolo 194 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE), che ha consolidato e chiarito le competenze dell'UE nel settore dell'energia. Conformemente al suddetto articolo, i principali obiettivi della politica dell'Unione nel settore dell'energia sono i seguenti: garantire il funzionamento del mercato

dell'energia, garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione, promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili e promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.

La presente iniziativa si basa anche su un'ampia serie di atti legislativi che sono stati adottati e aggiornati negli ultimi due decenni. Con l'obiettivo di creare un mercato interno dell'energia, l'UE ha adottato, tra il 1996 e il 2009, tre pacchetti legislativi allo scopo globale aventi come obiettivo generale l'integrazione dei mercati e la liberalizzazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas. Tali disposizioni disciplinano un'ampia serie di aspetti, dall'accesso al mercato alla trasparenza, dai diritti dei consumatori all'indipendenza delle autorità di regolamentazione, per menzionarne solo alcuni.

Tenendo presenti la legislazione in vigore e la traiettoria generale della crescente integrazione del mercato dell'energia, la presente iniziativa dovrebbe pertanto anche essere considerata parte di uno sforzo costante volto a garantire l'integrazione e l'effettiva gestione dei mercati energetici europei.

I recenti inviti del Consiglio europeo¹³ e del Parlamento europeo ad agire a livello dell'Unione per completare il mercato europeo dell'energia hanno inoltre creato la base per ulteriori interventi.

- **Sussidiarietà**

Le modifiche proposte delle disposizioni del regolamento sui mercati dell'energia elettrica, della direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia sono necessarie per realizzare l'obiettivo di un mercato integrato dell'energia elettrica dell'UE e non possono essere attuate a livello nazionale in maniera altrettanto efficiente. Come illustra nel dettaglio l'analisi degli atti legislativi rifiutati¹⁴, i dati hanno dimostrato che gli approcci nazionali isolati hanno causato ritardi nell'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica, dando luogo a misure normative subottimali e incompatibili, all'inutile duplicazione degli interventi nonché a ritardi nella correzione delle inefficienze del mercato. La creazione di un mercato interno dell'energia che offra energia competitiva e sostenibile per tutti non può essere realizzata sulla base di norme nazionali disorganiche, quando si tratta di regolare gli scambi di energia, la gestione della rete condivisa e un determinato livello di standardizzazione dei prodotti.

La sempre maggiore interconnessione dei mercati dell'energia elettrica dell'UE richiede un più stretto coordinamento tra gli attori nazionali. Gli interventi di politica nazionale nel settore dell'energia elettrica hanno un impatto diretto sugli Stati membri confinanti a causa dell'interdipendenza energetica e delle interconnessioni di rete. È sempre più difficile garantire la stabilità e la gestione efficiente della rete esclusivamente a livello nazionale, poiché i crescenti scambi transfrontalieri, il ricorso alla produzione decentrata e una maggiore partecipazione dei consumatori aumentano la possibilità di effetti di ricaduta. Nessuno Stato

¹³ A febbraio 2011 il Consiglio europeo ha fissato l'obiettivo di completare il mercato interno dell'energia entro il 2014 e di sviluppare interconnessioni in modo da porre fine all'isolamento dalle reti di taluni Stati membri entro il 2015. A giugno 2016 il Consiglio europeo ha inoltre esortato a elaborare una strategia per il mercato unico nel settore dell'energia, nel cui ambito la Commissione dovrebbe proporre piani d'azione da attuare entro il 2018.

¹⁴ [OP: inserire il link alla valutazione d'impatto –parte relativa all'analisi].

può agire efficacemente da solo e le conseguenze delle azioni unilaterali sono diventate più evidenti nel corso del tempo. Questo principio generale si applica a tutte le misure introdotte dalla presente proposta, siano esse riguardanti gli scambi di energia, la gestione della rete e l'effettiva partecipazione dei consumatori.

Poiché le questioni regionali comuni che richiedono una decisione coordinata spesso hanno un notevole impatto economico sui singoli Stati membri, l'esperienza passata ha dimostrato che la cooperazione volontaria, benché rivelatasi utile in molti settori, spesso non è stata in grado di superare conflitti tecnicamente complessi con considerevoli effetti distributivi tra gli Stati membri¹⁵. Le iniziative volontarie esistenti, quali il Forum pentalaterale dell'energia, sono limitate anche a livello geografico, poiché riguardano solo alcune parti del mercato dell'energia elettrica dell'UE e non coinvolgono necessariamente tutti i paesi tra cui esiste una più stretta interconnessione fisica.

Per fornire un esempio concreto, il mancato coordinamento delle politiche nazionali riguardanti i principi alla base delle tariffe di distribuzione potrebbe falsare il mercato interno in misura tale che la generazione distribuita o i servizi di stoccaggio dell'energia beneficerebbero di incentivi molto diversi per partecipare al mercato. Con l'adozione di nuove tecnologie e la sempre maggiore diffusione degli scambi transfrontalieri di servizi energetici, l'azione dell'UE ha un'importanza fondamentale nel garantire condizioni di parità e risultati di mercato più efficaci per tutte le parti coinvolte.

La funzione di coordinamento dell'ACER è stata adeguata ai nuovi sviluppi dei mercati dell'energia, quali la maggiore esigenza di coordinamento nei momenti in cui i flussi energetici sono più elevati a livello transfrontaliero nonché l'aumento della produzione di energia da rinnovabili intermittenti. Le autorità nazionali di regolamentazione (NRA) indipendenti svolgono un ruolo di rilievo nell'esercizio della vigilanza regolamentare sul loro settore energetico nazionale. Un sistema che diventa sempre più interdipendente tra gli Stati membri per quanto riguarda sia le operazioni di mercato che la gestione del sistema richiede tuttavia una vigilanza regolamentare che vada oltre i confini nazionali. L'ACER è l'organismo istituito per esercitare tale vigilanza regolamentare di situazioni che riguardano più di due Stati membri. Il ruolo principale dell'ACER quale coordinatore dell'azione dei regolatori nazionali è stato mantenuto; all'ACER sono state assegnate competenze aggiuntive limitate nelle aree in cui un processo decisionale frammentario su questioni di rilevanza transfrontaliera creerebbe problemi o incongruenze per il mercato interno. Per esempio, per la creazione dei centri operativi regionali di cui alla [proposta di rifusione del regolamento (CE) n. 714/2009, COM(2016) 861/2] è necessario un monitoraggio sovranazionale che deve essere effettuato dall'ACER, in quanto i centri operativi regionali coprono più Stati membri. Analogamente, per l'introduzione di una valutazione coordinata dell'adeguatezza a livello UE di cui alla [proposta di rifusione del regolamento (CE) n. 714/2009, COM(2016) 861/2] è necessaria un'approvazione normativa della metodologia e delle modalità di calcolo utilizzate, che può essere attribuita esclusivamente all'ACER, poiché la valutazione dell'adeguatezza deve essere effettuata in tutti gli Stati membri.

Se l'assegnazione di nuovi compiti all'ACER comporterà la necessità di rafforzare il personale dell'agenzia, il ruolo di coordinamento dell'ACER renderà meno gravoso il carico di lavoro delle autorità nazionali, liberando in tal modo risorse amministrative a livello

¹⁵ Cfr. la discussione sulla gestione della congestione nell'Europa centrale, in cui interessi nazionali divergenti hanno notevolmente ritardato il percorso verso una maggiore integrazione del mercato.

nazionale. L'approccio proposto semplificherà le procedure di regolamentazione (ad esempio introducendo l'approvazione diretta in seno all'ACER in sostituzione di 28 approvazioni separate). Lo sviluppo coordinato delle metodologie (ad esempio per quanto riguarda la valutazione dell'adeguatezza) ridurrà il carico di lavoro per le autorità nazionali ed eviterà il lavoro supplementare derivante da potenziali problemi causati dal mancato allineamento dell'azione normativa nazionale.

- **Proporzionalità**

Con le scelte strategiche che informano il regolamento sull'energia elettrica, la direttiva sull'energia elettrica e il regolamento ACER s'intende adeguare l'assetto del mercato dell'energia elettrica alla crescente quota di generazione decentrata e agli sviluppi tecnologici in corso.

Le riforme proposte sono rigorosamente orientate a fornire gli elementi indispensabili per realizzare i progressi necessari per il mercato interno, lasciando le massime competenze e responsabilità agli Stati membri nonché ai regolatori e agli attori nazionali.

Le opzioni che prendevano in considerazione un'armonizzazione di portata più ampia, ad esempio proponendo un regolatore unico indipendente europeo dell'energia, un gestore unico integrato del sistema europeo di trasmissione o divieti più diretti degli interventi statali senza possibilità di deroga, sono state coerentemente scartate dalla valutazione d'impatto. Obiettivo delle proposte è invece trovare soluzioni equilibrate che soltanto limitino la portata nazionale dell'azione normativa nei casi in cui un intervento coordinato apporta evidenti maggiori benefici al consumatore.

Le opzioni strategiche adottate mirano a creare condizioni di parità tra tutte le tecnologie di generazione nonché a eliminare le distorsioni del mercato affinché, fra l'altro, le fonti energetiche rinnovabili possano competere su un piano di parità nel mercato dell'energia. Inoltre, tutti i partecipanti al mercato contribuiranno finanziariamente al mantenimento in equilibrio della rete. Gli ostacoli ai servizi che conferiscono flessibilità alla rete, quali i servizi di gestione attiva della domanda, saranno eliminati. Inoltre, le misure mirano a creare un mercato a breve termine più liquido, affinché le fluttuazioni dei prezzi possano adeguatamente riflettere la scarsità e offrire incentivi adeguati per una rete flessibile.

A livello di mercato al dettaglio, gli Stati membri saranno altresì incoraggiati a eliminare progressivamente la regolamentazione generalizzata dei prezzi, a partire dai prezzi sottocosto. I consumatori vulnerabili potranno essere protetti da norme provvisorie sui prezzi. Al fine di aumentare ulteriormente la concorrenza, sarà limitato l'utilizzo di imposte sulla risoluzione dei contratti, in modo da incoraggiare il cambio di fornitore. Analogamente, principi di alto livello garantiranno che le bollette energetiche siano chiare e di facile comprensione; sarà inoltre assicurato l'accesso non discriminatorio ai dati dei consumatori, lasciando invariate le disposizioni generali sulla tutela della vita privata.

In linea con l'evoluzione degli scambi transfrontalieri di energia elettrica e con la graduale integrazione del mercato, il quadro istituzionale sarà adeguato conformemente all'esigenza di un'ulteriore cooperazione in campo normativo e nuovi compiti. All'ACER saranno assegnate funzioni supplementari, in particolare riguardo alla gestione regionale del sistema energetico, che saranno svolte mantenendo tuttavia inalterato il ruolo centrale dei regolatori nazionali nella regolamentazione dell'energia.

Tutte le opzioni sono state approfonditamente esaminate nella valutazione d'impatto allegata alla proposta per verificarne la conformità ai requisiti della proporzionalità. A tale proposito, va osservato che le politiche proposte rappresentano un compromesso tra iniziative dal basso verso l'alto e un orientamento del mercato impresso dall'alto verso il basso. In linea con la proporzionalità, le misure non sostituiscono in alcun modo il ruolo dei governi nazionali, delle autorità nazionali di regolamentazione e dei TSO nello svolgimento di una serie di funzioni cruciali. Semmai, i regolatori nazionali sono incoraggiati a riunirsi più efficacemente in un contesto regionale, a livello sia formale che informale, per affrontare le questioni derivanti dalla gestione del sistema dell'energia elettrica in una sede commisurata all'entità del problema.

Lungi dal sostenere un approccio improntato alla "piena armonizzazione", le misure mirano a creare condizioni di parità per tutti gli attori del mercato, in particolare nei casi in cui le opportunità commerciali si estendono oltre i confini nazionali. In definitiva, una certa standardizzazione delle norme e dei prodotti è essenziale per la negoziazione transfrontaliera dell'energia elettrica: se lasciate ai singoli Stati membri e ai singoli regolatori le decisioni riguardanti la gestione della rete darebbero luogo a risultati di mercato subottimali. L'esperienza diretta acquisita dal 2009 a oggi con il terzo pacchetto Energia nella formulazione e nell'adozione di norme comuni in materia di reti e scambi (i cosiddetti "orientamenti" e "codici di rete") ha dimostrato che si ottiene un chiaro valore aggiunto se i regolatori e le autorità nazionali si riuniscono attorno a un tavolo per concordare norme e metodologie comuni, sia sui principi tecnici che su quelli di alto livello.

Si registra un divario di competitività sempre più ampio tra i mercati al dettaglio e i mercati all'ingrosso, con i primi che continuano a essere in ritardo nell'offerta di servizi e benefici concreti per i consumatori. Monitorando la povertà energetica, la trasparenza e la chiarezza delle informazioni fornite ai consumatori nonché l'accesso ai dati, le misure proposte non limiteranno indebitamente le prerogative nazionali.

- **Scelta dello strumento giuridico**

La proposta modificherà gli atti giuridici fondamentali che facevano parte del terzo pacchetto Energia, tra cui il regolamento sull'energia elettrica (n. 714/2009), la direttiva sull'energia elettrica (2009/72/CE) e il regolamento che istituisce l'ACER (n. 713/2009). La rifusione dei suddetti atti giuridici aumenterà la chiarezza del diritto. Il ricorso a un atto modificatore non sarebbe stato adatto ad affrontare un'ampia serie di nuove disposizioni. La scelta dello strumento giuridico richiede pertanto una revisione delle norme già adottate e attuate, quale evoluzione naturale della legislazione in vigore.

3. RISULTATI DELLE VALUTAZIONI EX POST, DELLE CONSULTAZIONI DEI PORTATORI DI INTERESSI E DELLE VALUTAZIONI D'IMPATTO

- **Valutazioni ex post/Verifiche ad hoc della legislazione vigente**

I servizi della Commissione hanno valutato i risultati ottenuti dal vigente quadro legislativo (terzo pacchetto Energia) sulla base di cinque criteri: pertinenza, efficacia, efficienza, coerenza e valore aggiunto a livello UE. Contestualmente alla valutazione d'impatto è stata svolta un'analisi i cui risultati sono serviti all'individuazione del problema della valutazione d'impatto.

L'analisi ha riscontrato che, nel complesso, l'obiettivo del terzo pacchetto Energia di aumentare la concorrenza ed eliminare gli ostacoli alla concorrenza transfrontaliera sui mercati dell'energia elettrica è stato raggiunto. Dall'applicazione effettiva della legislazione sono scaturiti risultati positivi per i mercati dell'energia elettrica e i consumatori, e in generale i mercati sono meno concentrati e più integrati rispetto al 2009. Per quanto riguarda i mercati al dettaglio, l'insieme dei nuovi diritti dei consumatori introdotto dal terzo pacchetto Energia ha chiaramente migliorato la posizione dei consumatori nei mercati dell'energia.

Tuttavia, l'efficacia delle norme del terzo pacchetto Energia per lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica rimane limitata a un certo numero di settori, sia sui mercati al dettaglio che su quelli all'ingrosso. In generale, dall'analisi è emerso che è possibile ottenere ancora importanti risultati intervenendo sul quadro relativo all'assetto del mercato, in considerazione del potenziale non pienamente sfruttato in termini di benefici sociali generali e dei vantaggi ultimi per i consumatori. A livello di mercati all'ingrosso, permangono ostacoli agli scambi transfrontalieri, mentre le capacità degli interconnettori sono utilizzate fino in fondo soltanto di rado. Questa situazione è dovuta, tra le altre cose, a un'insufficiente collaborazione tra gestori e regolatori delle reti a livello nazionale per un uso condiviso degli interconnettori. In molti casi la prospettiva nazionale dei portatori d'interesse continua a impedire l'attuazione efficace di soluzioni transfrontaliere e, in sostanza, limita flussi transfrontalieri che altrimenti potrebbero essere vantaggiosi. La situazione varia in funzione dei mercati e dei periodi, con livelli d'integrazione diversi a seconda dei mercati giornalieri, infragiornalieri e di bilanciamento.

Per quanto riguarda i mercati al dettaglio, la concorrenza potrebbe dare risultati di gran lunga migliori: i prezzi dell'energia elettrica continuano a essere molto diversi da Stato membro a Stato membro per ragioni non correlate al mercato; i prezzi sono aumentati costantemente per gli utenti domestici a causa dei marcati incrementi di oneri non contestabili registrati negli ultimi anni, vale a dire i corrispettivi per l'uso della rete, tasse e imposte; quanto alla protezione dei consumatori, l'aumento della povertà energetica associato all'assenza di chiarezza circa i mezzi più appropriati per farvi fronte e far fronte alla vulnerabilità dei consumatori, hanno ulteriormente frenato l'attuazione del mercato interno dell'energia. Le spese relative ai cambi di fornitore, come per esempio gli oneri previsti in caso di risoluzione dei contratti, continuano a rappresentare un ostacolo finanziario significativo al coinvolgimento dei consumatori. Inoltre, l'elevato numero di reclami concernenti la fatturazione¹⁶ suggerisce che è ancora possibile migliorare la comparabilità e la chiarezza delle informazioni di fatturazione.

Oltre ai ritardi nel conseguimento degli obiettivi originari perseguiti dal terzo pacchetto Energia è emersa una nuova serie di sfide che non erano state previste all'epoca dell'elaborazione del pacchetto. Tra queste, come si è detto, si annovera il marcato incremento delle fonti rinnovabili di generazione di energia elettrica, l'aumento degli interventi statali nei mercati per assicurare l'approvvigionamento e i cambiamenti in corso sul fronte tecnologico. Tutto ciò ha determinato significative trasformazioni del funzionamento dei mercati, soprattutto negli ultimi cinque anni, e uno smorzamento dell'effetto positivo delle riforme per i consumatori, lasciando un potenziale inesplorato della modernizzazione. Si è quindi aperta una lacuna nella legislazione esistente che riguarda la possibile gestione di tali sviluppi.

¹⁶ Commissione europea (2016), "Second Consumer Market Study on the functioning of retail electricity markets for consumers in the EU".

In linea con l'esito dell'analisi e della relativa valutazione d'impatto, la presente proposta si prefigge lo scopo di colmare tale lacuna e presentare un quadro di sostegno che rifletta i progressi tecnologici realizzati nel settore di pari passo con la transizione dei nostri sistemi energetici verso nuovi modelli di produzione e consumo.

- **Consultazioni dei portatori di interessi**

Per preparare la presente iniziativa, la Commissione ha condotto alcune consultazioni pubbliche, che erano aperte ai cittadini dell'UE e alle autorità degli Stati membri, ai partecipanti dei mercati dell'energia e alle rispettive associazioni, oltre che a qualsiasi altro portatore di interessi pertinente, comprese le PMI e i consumatori di energia.

A questo proposito si menzionano in particolare tre consultazioni e i rispettivi esiti:

1) le problematiche concernenti l'adeguatezza delle risorse sono state oggetto di una consultazione pubblica¹⁷ condotta dal 15 novembre 2012 al 7 febbraio 2013, dal titolo "*Consultazione sull'adeguatezza della generazione, i meccanismi di regolazione della capacità e il mercato interno dell'energia elettrica*". Scopo della consultazione era acquisire i pareri dei portatori di interessi sull'importanza di assicurare l'adeguatezza delle risorse e l'approvvigionamento di energia elettrica nel mercato interno.

Nel corso della consultazione sono pervenute 148 risposte individuali da parte di organismi pubblici, operatori del settore (produttori e consumatori di energia) e mondo accademico. Un grafico dettagliato delle risposte alla consultazione è disponibile online¹⁸, unitamente ai contributi individuali e a una sintesi dei risultati della consultazione¹⁹;

2) dal 22 gennaio al 17 aprile 2014 è stata condotta una consultazione pubblica dedicata ai mercati al dettaglio dell'energia elettrica e ai consumatori finali²⁰. La Commissione ha ricevuto 237 risposte, di cui il 20% provenienti da fornitori di energia, il 14% da DSO, il 7% da organizzazioni dei consumatori e il 4% da autorità nazionali di regolamentazione. Ha partecipato alla consultazione anche un significativo numero di singoli cittadini. Una sintesi completa della risposte è reperibile sul sito web della Commissione²¹;

¹⁷ Commissione europea (2012) "Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity".
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130207_generation_adequacy_consultation_document.pdf

¹⁸ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Charts_Public%20Consultation%20Retail%20Energy%20Market.pdf

¹⁹ Commissione europea (2012) "Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity".
<https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-generation-adequacy-capacity-mechanisms-and-internal-market-electricity>

²⁰ Commissione europea (2014), Consultazione sul mercato al dettaglio dell'energia
<https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-retail-energy-market>

²¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Charts_Public%20Consultation%20Retail%20Energy%20Market.pdf

3) dal 15 luglio al 9 ottobre 2015 è stata condotta un'ampia consultazione pubblica²² su un nuovo assetto del mercato dell'energia.

Nell'ambito di questa consultazione la Commissione ha ricevuto 320 risposte. Il 50% circa delle osservazioni è pervenuto da associazioni dell'industria nazionali o dell'UE, il 26% da società attive nel settore energetico (fornitori, intermediari, consumatori) e il 9% da gestori di reti. Hanno contribuito alla consultazione anche 17 governi nazionali e varie autorità nazionali di regolamentazione. Significativo è stato anche il numero di singoli cittadini e istituti accademici. Una descrizione dettagliata dei pareri dei portatori di interessi per ciascuna specifica opzione strategica è disponibile nella valutazione d'impatto che accompagna la presente iniziativa legislativa.

- **Ricorso al parere di esperti**

La preparazione del regolamento proposto e la valutazione d'impatto si basano su un ampio corpus di materiali, tutti menzionati nelle note a piè di pagina della valutazione d'impatto. Tra questi si annoverano quasi 30 studi e strumenti di modellamento, condotti perlopiù da parti esterne indipendenti e finalizzati a valutare opzioni specifiche nell'ambito dell'attuale proposta. Tali studi, che sono elencati all'allegato V della valutazione d'impatto, esaminano una serie di metodologie, soffermandosi in particolare sulle stime quantitative delle analisi dei benefici rispetto ai costi economici e sociali.

Inoltre, la Commissione ha anche condotto un'indagine settoriale sui meccanismi nazionali di regolazione delle capacità i cui risultati intermedi sono stati prontamente acquisiti nella fase preparatoria della presente proposta²³. I risultati di questi studi hanno integrato le numerose osservazioni formulate dai portatori di interessi descritti sopra e, nel complesso, hanno fornito alla Commissione un'ampia base di prove su cui fondare le presenti proposte.

- **Valutazione d'impatto**

Tutte le misure proposte sono state oggetto di una valutazione d'impatto. Il 7 novembre 2016 il comitato per il controllo normativo ha espresso un parere positivo. Nell'allegato I della valutazione d'impatto è descritta la modalità con cui si è tenuto conto dei pareri del comitato per il controllo normativo.

La valutazione d'impatto ha analizzato una serie di opzioni strategiche per ciascun gruppo di problemi individuati. Questi gruppi di problemi e le varie modalità d'intervento sono elencati di seguito.

Adeguare l'assetto del mercato all'aumento delle fonti energetiche rinnovabili e ai progressi tecnologici

La valutazione d'impatto ha approvato un rafforzamento delle attuali regole di mercato per garantire parità di condizioni tra tutte le tecnologie di generazione e le risorse, rimuovendo le distorsioni di mercato esistenti. Essa affronta il problema delle norme che creano discriminazioni tra risorse e che limitano o favoriscono l'accesso di talune tecnologie alla rete

²² Commissione europea (2015), Consultazione su un nuovo assetto del mercato dell'energia COM(2015) 340 final <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design>

²³ Relazione intermedia sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità, C(2016) 2107 final.

dell'energia elettrica. Inoltre, tutti i partecipanti ai mercati si accollerebbero la responsabilità finanziaria degli squilibri causati sulla rete e tutte le risorse sarebbero retribuite sul mercato a parità di condizioni. Le barriere alla gestione attiva della domanda verrebbero rimosse. L'opzione selezionata rafforzerebbe inoltre i mercati di breve termine avvicinandoli ai mercati in tempo reale, in modo da offrire la massima opportunità di rispondere alle esigenze di flessibilità, e aumentando l'efficienza dei mercati di bilanciamento. Tale opzione comprende misure che concorrerebbero ad attirare sul mercato tutte le risorse flessibili distribuite concernenti generazione, domanda e stoccaggio tramite incentivi adeguati e un assetto del mercato più adatto ad esse nonché misure per incentivare meglio i DSO.

Un approccio di tipo non regolamentare è stato escluso poiché offrirebbe un margine limitato di miglioramento del mercato e di garanzia di parità di condizioni tra le risorse. L'attuale quadro regolamentare dell'UE nei settori pertinenti è effettivamente limitato e, per alcuni ambiti, persino inesistente. Inoltre, si è calcolato che la cooperazione volontaria non garantirebbe al mercato un appropriato livello di armonizzazione o di certezza. È stata parimenti accantonata l'opzione della piena armonizzazione delle regole di mercato poiché i cambiamenti potrebbero violare i principi di proporzionalità e, in generale, sarebbero inutili, considerato lo stato attuale dei mercati europei dell'energia.

Affrontare il problema dei futuri investimenti nella generazione di energia e dei meccanismi di regolazione della capacità non coordinati

Sono state valutate varie opzioni strategiche rispetto allo scenario di partenza, ciascuna delle quali propone vari gradi di allineamento e coordinamento tra Stati membri a livello di UE, e un diverso grado di affidamento ai pagamenti del mercato dell'energia da parte dei partecipanti ai mercati.

Un'opzione cosiddetta "esclusivamente di mercato" vedrebbe un miglioramento e un'interconnessione adeguati dei mercati europei, che offrirebbero i segnali di prezzo necessari per incentivare gli investimenti nelle nuove risorse e nei luoghi adatti. In uno scenario di questo tipo i meccanismi di regolazione della capacità non sarebbero più necessari.

L'opzione selezionata si basa su quest'ultimo scenario esclusivamente di mercato ma non esclude la possibilità che gli Stati membri ricorrano a meccanismi di regolazione della capacità, purché fondati su una metodologia condivisa di valutazione dell'adeguatezza delle risorse, applicata in piena trasparenza attraverso l'ENTSO dell'energia elettrica e l'ACER, e purché conformi a caratteristiche comuni che ne assicurino una migliore compatibilità con una cooperazione transfrontaliera armonizzata. Questa opzione poggia sulla Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 della Commissione europea, oltre che sull'Indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità.

Un approccio non regolamentare è stato escluso poiché le disposizioni esistenti ai sensi della legislazione dell'UE non sono sufficientemente chiare e solide per far fronte alle sfide che si prospettano per il sistema europeo dell'energia elettrica. Inoltre, la cooperazione volontaria potrebbe non garantire livelli adeguati di armonizzazione in tutti gli Stati membri o di certezza per il mercato. Per risolvere i problemi in maniera coerente è necessario un intervento legislativo. L'opzione secondo cui, in base alle valutazioni regionali o UE dell'adeguatezza della produzione energetica, intere regioni o, in definitiva, tutti gli Stati membri dell'UE dovrebbero mettere obbligatoriamente a punto meccanismi di regolazione della capacità è stata scartata in quanto sproporzionata.

Scarso rendimento dei mercati al dettaglio: lentezza nella mobilitazione e scarsi livelli di servizio

L'opzione approvata prevede la graduale soppressione, da parte degli Stati membri, della regolamentazione generalizzata dei prezzi entro un termine fissato nella legislazione dell'UE, a partire dai prezzi sottocosto. Tale opzione ammette una regolamentazione provvisoria dei prezzi per i consumatori vulnerabili. L'utilizzo di imposte sulla risoluzione dei contratti sarà limitato al fine di aumentare il coinvolgimento dei consumatori. La fiducia dei consumatori verso i siti web che consentono di effettuare confronti deve essere promossa attraverso le autorità nazionali con la messa a punto di uno strumento di certificazione. Inoltre, principi di alto livello garantiranno che le bollette energetiche siano chiare e di facile comprensione e che rispondano a requisiti minimi in termini di contenuti. Gli Stati membri saranno inoltre tenuti a monitorare il numero di famiglie che versano in condizioni di povertà energetica. Infine, per consentire lo sviluppo di nuovi servizi da parte di nuovi operatori e società di servizi energetici, sarà assicurato l'accesso non discriminatorio ai dati dei consumatori.

Tra le altre opzioni passate al vaglio ma accantonate si annoverano la piena armonizzazione della legislazione in materia di consumatori e delle ampie salvaguardie per i consumatori; le esenzioni alla regolamentazione dei prezzi definite a livello UE in base a una soglia di consumo o a una soglia di prezzo; l'imposizione di un modello standard di trattamento dei dati e la responsabilità assegnata a un operatore neutrale del mercato, come ad esempio un TSO; il divieto posto su tutte le spese relative al cambio di fornitore, compresi gli oneri previsti in caso di cessazione del contratto, e la parziale armonizzazione del contenuto delle bollette energetiche; infine, l'introduzione di un quadro dell'UE per monitorare la povertà energetica sulla base di un'indagine dell'efficienza energetica degli alloggi esistenti condotta dagli Stati membri oltre che di misure preventive per evitare interruzioni del servizio. Tutte queste opzioni sono state accantonate in ragione dei principi di sussidiarietà e di proporzionalità. Nemmeno il mantenimento dello status quo è stato considerato un'opzione percorribile dalla quasi totalità dei portatori di interessi consultati.

Miglioramento del quadro istituzionale e ruolo dell'Agenzia

Il quadro istituzionale del terzo pacchetto mira a promuovere la cooperazione delle autorità nazionali di regolamentazione e la collaborazione tra TSO. Dall'epoca della loro costituzione, l'ACER e le ENTSO hanno svolto un ruolo chiave nel cammino verso un mercato interno dell'energia funzionante. Tuttavia, i recenti sviluppi osservati sui mercati europei dell'energia di cui si tiene conto nella presente valutazione d'impatto e nelle proposte dell'iniziativa sull'assetto del mercato rendono necessario un adeguamento del quadro istituzionale. Inoltre, l'attuazione del terzo pacchetto ha messo in evidenza che è ancora possibile migliorare alcuni aspetti del quadro applicabile all'ACER e alle ENTSO. In termini di opzioni considerate per la riforma del quadro istituzionale, uno scenario che ipotizzava il mantenimento dello status quo è stato accantonato perché avrebbe comportato lacune a livello regolamentare e di vigilanza del mercato, in considerazione dell'evoluzione delle disposizioni in materia di mercato introdotte nella presente proposta e dei progressi in corso a livello di legislazione secondaria dell'UE.

È stato preso in esame un approccio non regolamentare di "attuazione più rigorosa" e di cooperazione volontaria, senza ulteriori nuove misure per adeguare il quadro istituzionale. Una migliore garanzia dell'applicazione della legislazione esistente significa continuare a attuare il terzo pacchetto e completare l'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti descritti nello scenario "mantenimento dello status quo", oltre che provvedere a

un'applicazione più rigorosa. Tuttavia, la sola ipotesi di un'attuazione più rigorosa non comporterebbe alcun miglioramento dell'attuale quadro istituzionale.

È stata considerata un'opzione legislativa per trasformare l'ACER in un organismo più simile a un regolatore paneuropeo, ma alla fine anche tale opzione è stata scartata. Perché l'Agenzia possa svolgere questo ruolo, sarebbe infatti indispensabile provvedere a un significativo rafforzamento del bilancio e del personale dell'ACER, poiché si renderebbe necessaria una forte concentrazione di esperti all'interno dell'Agenzia. Sembra inoltre opportuno mantenere il coinvolgimento dei regolatori nazionali nel processo decisionale dell'Agenzia e non sostituire sistematicamente le decisioni di maggioranza adottate dai regolatori nazionali con decisioni del direttore.

Sono state quindi prese in considerazione opzioni legislative che consentono di migliorare l'ACER a partire dal quadro esistente. L'opzione approvata dalla valutazione d'impatto permette di adattare il quadro istituzionale dell'UE alle nuove realtà del sistema dell'energia elettrica. Tiene conto inoltre della conseguente necessità di una maggiore cooperazione regionale e delle lacune regolamentari esistenti e future nel mercato dell'energia, offrendo in tal modo flessibilità grazie a una combinazione di approcci dal basso e dall'alto.

In aggiunta, per colmare le lacune esistenti per quanto riguarda le funzioni regolamentari delle autorità nazionali di regolamentazione a livello regionale, le iniziative politiche previste da questa opzione delineerebbero un quadro regionale flessibile capace di ottimizzare il coordinamento regionale e il processo decisionale delle autorità nazionali di regolamentazione. Questa opzione introdurrebbe un sistema di decisioni regionali coordinate e la vigilanza di talune questioni da parte delle autorità nazionali di regolamentazione della regione (per esempio, i centri operativi regionali e altri enti derivanti dalle iniziative sull'assetto del mercato proposte) e conferirebbe all'ACER un ruolo di salvaguardia dell'interesse dell'UE.

Diritti fondamentali

La presente proposta può avere conseguenze su una serie di diritti fondamentali sanciti dalla Carta dei diritti fondamentali dell'UE, in particolare: il rispetto della vita privata e della vita familiare (articolo 7), il diritto alla protezione dei dati di carattere personale (articolo 8), il divieto di discriminazione (articolo 21), il diritto all'assistenza sociale (articolo 34), l'accesso ai servizi d'interesse economico generale (articolo 36), l'integrazione di un livello elevato di tutela dell'ambiente (articolo 37) e il diritto a un ricorso effettivo (articolo 47).

Ciò avviene in particolare attraverso una serie di disposizioni che riguardano la protezione dei consumatori, la povertà energetica, la protezione dei consumatori vulnerabili, l'accesso ai servizi d'interesse economico generale, la protezione dei dati e la vita privata.

Una sintesi della valutazione d'impatto è disponibile sul sito web della Commissione²⁴, unitamente al parere positivo del comitato per il controllo normativo.

• **Efficienza normativa e semplificazione**

La proposta potrebbe aumentare gli obblighi di natura amministrativa, sia pur in misura limitata. Per esempio, se fosse garantita la parità di condizioni per consentire a tutte le

²⁴ [OP: inserire il link alla valutazione d'impatto]

tecnologie di partecipare pienamente ai mercati dell'energia, queste stesse tecnologie dovrebbero conformarsi a una serie di requisiti di conformità al mercato che potrebbero comportare oneri amministrativi.

Le misure previste per migliorare la liquidità e l'integrazione dei mercati dell'energia potrebbero anche generare un impatto di breve termine per le imprese, che dovrebbero adeguarsi alle nuove modalità di negoziazione dell'energia. Si tratta comunque di adeguamenti minimi rispetto allo scenario di mantenimento dello status quo, poiché i vantaggi economici della riforma sarebbero ben superiori a qualsiasi forma di riorganizzazione amministrativa di breve o lungo termine.

Allo stesso modo, la graduale soppressione dei prezzi regolamentati a livello di Stato membro obbligherà le autorità nazionali di regolamentazione ad intensificare gli sforzi di controllo dei mercati, assicurare una concorrenza efficiente e garantire la protezione dei consumatori. Tali sforzi potrebbero essere controbilanciati da un maggior coinvolgimento dei consumatori, che interverrebbero spontaneamente per promuovere la concorrenza nel mercato.

Dal ventaglio di attività da svolgere nel contesto istituzionale aggiornato scaturirà inoltre un nuovo insieme di requisiti per il coinvolgimento a livello amministrativo dei regolatori nazionali e dei gestori dei sistemi di trasmissione, tra cui la partecipazione in seno all'ACER e ai processi decisionali che sfociano nella scelta di metodologie e pratiche per la corretta gestione degli scambi di energia in corrispondenza delle frontiere.

Un'analisi dettagliata delle conseguenze amministrative ed economiche di ciascuna opzione strategica considerata sulle attività e sulle autorità pubbliche è reperibile nel capitolo 6 della valutazione d'impatto.

4. INCIDENZA SUL BILANCIO

L'impatto sul bilancio associato alla proposta contenuta nel presente pacchetto riguarda le risorse dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), che sono descritte nella scheda finanziaria legislativa allegata alla proposta di rifusione del regolamento della Commissione che istituisce l'ACER. In sostanza, i nuovi compiti assegnati all'ACER, vale a dire la valutazione dell'adeguatezza del sistema e l'istituzione di centri operativi regionali, richiedono il reclutamento di un numero massimo di 18 ulteriori ETP nell'Agenzia nel 2020, nonché l'assegnazione delle relative risorse finanziarie.

5. ALTRI ELEMENTI

- **Piani attuativi e modalità di monitoraggio, valutazione e comunicazione**

La Commissione monitorerà il recepimento e la conformità da parte degli Stati membri e di altri attori delle misure che saranno infine adottate, e emanerà provvedimenti esecutivi, se e ove necessario. Inoltre, come si è avuto modo di specificare nel contesto dell'attuazione del terzo pacchetto Energia, la Commissione redigerà documenti orientativi che offriranno assistenza nell'attuazione delle misure adottate.

Nelle sue attività di monitoraggio e attuazione la Commissione sarà sostenuta dall'ACER. La relazione annuale dell'Agenzia e le parallele valutazioni a cura della Commissione, unitamente alle comunicazioni del gruppo di coordinamento per l'energia elettrica, rientrano

tutte nelle disposizioni previste dalla presente iniziativa. L’Agenzia sarà invitata a rivedere ulteriormente i suoi indicatori per garantire che continuino a essere pertinenti per monitorare i progressi verso gli obiettivi sottesi alle presenti proposte, affinché questi possano essere adeguatamente rispecchiati, tra le altre cose, nella relazione annuale di monitoraggio dei mercati dell’Agenzia.

In parallelo alle azioni proposte, la Commissione presenterà un’iniziativa concernente la governance dell’Unione dell’energia che semplificherà gli obblighi di pianificazione, comunicazione e monitoraggio. In base all’iniziativa sulla governance dell’Unione dell’energia, gli attuali obblighi di monitoraggio e comunicazione della Commissione e degli Stati membri nel terzo pacchetto Energia saranno integrati nelle relazioni orizzontali sullo stato di attuazione e sul monitoraggio. Ulteriori informazioni sulla semplificazione dei requisiti in materia di monitoraggio e comunicazione sono disponibili nella valutazione d’impatto per la governance dell’Unione europea.

Una discussione più esaustiva sui meccanismi di monitoraggio e sugli indicatori di riferimento è disponibile nel capitolo 8 della valutazione d’impatto.

6. ILLUSTRAZIONE DELLE SINGOLE DISPOSIZIONI DELLE PROPOSTE

- **Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica (rifusione)**

Il capo I della direttiva proposta contiene chiarimenti circa l’oggetto e il campo di applicazione, ponendo in evidenza i consumatori e l’importanza del mercato interno e dei suoi principi fondamentali. Fornisce inoltre un aggiornamento delle principali definizioni usate nella direttiva.

Il capo II della direttiva proposta definisce il principio generale secondo cui gli Stati membri devono garantire che il mercato dell’energia elettrica dell’UE sia competitivo, orientato ai consumatori, flessibile e non discriminatorio. Sottolinea che i provvedimenti nazionali non dovrebbero ostacolare indebitamente i flussi transfrontalieri, la partecipazione dei consumatori o gli investimenti. Sancisce altresì il principio secondo cui i prezzi delle forniture siano basati sul mercato, fatte salve eccezioni debitamente giustificate. Questo capo chiarisce anche taluni principi relativi al funzionamento dei mercati dell’energia elettrica dell’UE, come il diritto di scegliere un fornitore. Fornisce infine norme aggiornate sui possibili obblighi di servizio pubblico che potrebbero essere imposti dagli Stati membri alle imprese del settore energetico in determinate circostanze.

Il capo III della direttiva proposta rafforza i diritti preesistenti dei consumatori e ne introduce dei nuovi che mirano a porre i consumatori al centro dei mercati energetici, conferendo loro maggiori poteri e tutele. Stabilisce norme su una maggiore trasparenza delle informazioni di fatturazione e sull’introduzione di strumenti di confronto certificati. Contiene disposizioni che garantiscono ai consumatori la possibilità di scegliere e cambiare liberamente fornitori o aggregatori, il diritto ad avere un contratto con prezzi dinamici e la possibilità di partecipare ai mercati dell’energia tramite la gestione attiva della domanda, l’autoproduzione e l’autoconsumo di energia elettrica. Autorizza ogni consumatore a richiedere un contatore intelligente dotato di un insieme minimo di funzionalità. Migliora inoltre le precedenti norme che prevedono la possibilità per i consumatori di condividere i propri dati con fornitori ed erogatori di servizi, chiarendo il ruolo delle parti responsabili della gestione dei dati e definendo un formato di dati comune europeo che la Commissione dovrebbe elaborare

mediante un atto di esecuzione. Mira inoltre a garantire che gli Stati membri affrontino il problema della povertà energetica. Chiede altresì agli Stati membri di definire quadri per gli aggregatori indipendenti e per la gestione attiva della domanda secondo principi che ne consentano la partecipazione piena al mercato. Definisce un quadro per le comunità energetiche locali, che possono generare, distribuire, aggregare, stoccare e fornire energia elettrica o servizi di efficienza energetica a livello locale. Offre infine chiarimenti sulle disposizioni preesistenti in materia di contatori intelligenti, punti di contatto unici e diritti alla composizione stragiudiziale delle controversie, al servizio universale e allo status di consumatori vulnerabili.

Il capo IV della direttiva proposta fornisce chiarimenti sui compiti dei DSO, segnatamente per quanto concerne le attività dei DSO in materia di appalti dei servizi di rete per garantire flessibilità, l'integrazione dei veicoli elettrici e la gestione dei dati. Chiarisce altresì il ruolo dei DSO con riferimento ai punti di stoccaggio e di ricarica per veicoli elettrici.

Il capo V della direttiva proposta sintetizza le norme generali che si applicano ai TSO, rifacendosi ampiamente al testo esistente, e fornisce soltanto alcuni chiarimenti riguardanti i servizi ausiliari e i nuovi centri operativi regionali.

Il capo VI della direttiva proposta, che definisce le norme in materia di separazione elaborate nel terzo pacchetto Energia, rimane invariato per quanto riguarda le principali norme sostanziali, segnatamente in relazione ai tre regimi per i TSO (separazione proprietaria, gestore di sistema indipendente e gestore di trasmissione indipendente), così come restano invariate le disposizioni sulla designazione e la certificazione dei TSO. Fornisce un chiarimento soltanto in merito alla possibilità per i TSO di possedere infrastrutture di stoccaggio o di fornire servizi ausiliari.

Il capo VII della direttiva proposta contiene le norme in materia di costituzione, ambito di applicazione dei poteri e dei doveri e funzionamento dei regolatori nazionali indipendenti dell'energia. La proposta mette in evidenza, in particolare, l'obbligo dei regolatori di collaborare con i regolatori vicini e con l'ACER in caso di questioni di rilevanza transfrontaliera e aggiorna l'elenco dei compiti dei regolatori, tra l'altro con riferimento alla supervisione dei centri operativi regionali di nuova creazione.

Il capo VIII della direttiva proposta modifica alcune disposizioni generali, comprese quelle sulle deroghe alla direttiva, l'esercizio della delega da parte della Commissione e il comitato istituito conformemente alle norme di comitatologia ai sensi del regolamento (UE) n. 182/2011.

I nuovi allegati della direttiva proposta definiscono maggiori obblighi sugli strumenti di confronto, sulla fatturazione e sulle informazioni di fatturazione e modificano gli obblighi preesistenti per i contatori intelligenti e la loro diffusione.

- **Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)**

Il capo I del regolamento proposto definisce l'oggetto e l'ambito di applicazione, e contiene le definizioni dei termini in esso utilizzati. Mette in evidenza l'importanza di segnali del mercato non falsati per garantire una maggiore flessibilità, la decarbonizzazione e l'innovazione, e aggiorna e integra le principali definizioni usate nel regolamento.

Il capo II del regolamento proposto introduce un nuovo articolo, che definisce i principi chiave che la legislazione nazionale in materia energetica deve rispettare per permettere lo sviluppo di un mercato interno dell'energia elettrica funzionante. Definisce inoltre i principi giuridici fondamentali per le norme in materia di scambi di energia elettrica nell'arco di periodi di scambio diversi (mercati di bilanciamento, giornalieri, infragiornalieri e a termine), compresi i principi per la formazione dei prezzi. Chiarisce il principio della responsabilità del bilanciamento e offre un quadro per la definizione di norme più compatibili con il mercato in materia di dispacciamento e decurtazione della generazione e della gestione attiva della domanda, comprese le condizioni per eventuali deroghe a tali norme.

Il capo III del regolamento proposto descrive la procedura per definire le zone di offerta in maniera coordinata, in linea con la procedura di revisione introdotta dal regolamento (UE) n. 1222/2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione²⁵. Per risolvere il problema persistente dei significativi limiti nazionali ai flussi di energia elettrica transnazionali sono chiarite le condizioni per tali limiti eccezionali, segnatamente tramite norme che dovrebbero garantire che le importazioni e le esportazioni di energia elettrica non siano subordinate a restrizioni imposte dagli attori nazionali per motivi economici. Questo capo contiene inoltre modifiche ai principi preesistenti per le tariffe delle reti di trasmissione e distribuzione e definisce una procedura per promuovere la progressiva convergenza dei metodi di tariffazione nella sfera della trasmissione e della distribuzione. Definisce infine norme modificate per l'utilizzo delle rendite da congestione.

Il capo IV del regolamento proposto definisce nuovi principi generali per la gestione coordinata da parte degli Stati membri delle problematiche legate all'adeguatezza delle risorse. Definisce principi e una procedura per l'elaborazione di una valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, per determinare meglio la necessità di meccanismi di regolazione della capacità e, se del caso, la definizione di uno standard di affidabilità da parte degli Stati membri. Chiarisce come e a quali condizioni è possibile introdurre meccanismi di regolazione della capacità in maniera compatibile con il mercato. Illustra principi di assetto compatibili con il mercato per i meccanismi di regolazione della capacità, comprese norme per la partecipazione delle capacità situate in un altro Stato membro e per l'uso delle interconnessioni. Definisce in che modo i centri operativi regionali, i TSO nazionali, l'ENTSO dell'energia elettrica e i regolatori nazionali tramite l'ACER saranno coinvolti nell'elaborazione di parametri tecnici per la partecipazione delle capacità situate in un altro Stato membro oltre che delle norme operative per la partecipazione.

Il capo V del regolamento proposto definisce compiti e doveri dell'ENTSO dell'energia elettrica e le mansioni di monitoraggio dell'ACER al riguardo, chiarendo al tempo stesso che essa è tenuta ad agire in maniera indipendente e nell'interesse dell'Europa. Delinea la missione dei centri operativi regionali e stabilisce i criteri e la procedura per definire le regioni di gestione dei sistemi interessate da ciascun centro operativo regionale e enumera le funzioni di coordinamento svolte da tali centri. Specifica inoltre le modalità operative e organizzative, gli obblighi di consultazione, i requisiti e le procedure per l'adozione di decisioni e raccomandazioni e per la loro revisione, la composizione e le responsabilità del consiglio di amministrazione e gli accordi in materia di responsabilità legale dei centri operativi regionali. Il capo integra inoltre le norme sulla connessione delle unità di cogenerazione precedentemente incluse nella direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e

²⁵ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24).

del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica. Le norme relative a un piano di sviluppo decennale della rete, alla compensazione fra gestori dei sistemi di trasmissione, allo scambio di informazioni e alla certificazione rimangono perlopiù invariate.

Il capo VI del regolamento proposto istituisce un'entità europea per i DSO, definisce una procedura per la sua costituzione e i suoi compiti, anche con riferimento alla consultazione dei portatori di interessi. Fornisce altresì norme dettagliate sulla cooperazione tra DSO e TSO in materia di pianificazione e gestione delle rispettive reti.

Il capo VII del regolamento proposto stabilisce poteri e norme preesistenti per l'adozione da parte della Commissione di atti delegati sotto forma di codici di rete o orientamenti. Chiarisce inoltre la natura giuridica e l'adozione dei codici di rete e degli orientamenti, e ne estende i potenziali contenuti ad ambiti quali le strutture tariffarie per la distribuzione; le norme per la fornitura di servizi ausiliari a bassa frequenza; le norme in materia di gestione attiva della domanda, stoccaggio di energia e decurtazione della domanda; le norme in materia di cibersicurezza; le norme concernenti i centri operativi regionali; la decurtazione della generazione e il ridispacciamento di generazione e domanda. Semplifica e snellisce la procedura per l'elaborazione di codici di reti dell'energia elettrica e conferisce ai regolatori nazionali la possibilità di decidere in seno all'ACER su questioni concernenti l'attuazione dei codici di reti e orientamenti in materia di reti. Coinvolge inoltre maggiormente l'entità europea per i DSO e altri portatori di interessi nella procedura di elaborazione delle proposte di codici di reti dell'energia elettrica.

Il capo VIII del regolamento proposto definisce le disposizioni finali. Contiene le norme preesistenti per l'esenzione dei nuovi interconnettori per corrente continua da talune prescrizioni della direttiva e del regolamento in materia di energia elettrica, fornendo al tempo stesso chiarimenti sulla procedura che le autorità nazionali di regolamentazione possono adottare per modificarle.

L'allegato del regolamento proposto definisce più nel dettaglio le funzioni attribuite ai centri operativi regionali creati dal regolamento.

- **Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (rifusione)**

In generale, si propone di adattare le norme concernenti l'ACER all'"orientamento comune" sulle agenzie decentrate dell'UE concordato tra il Parlamento europeo, il Consiglio dell'UE e la Commissione europea (orientamento comune)²⁶. Nel caso dell'ACER, tuttavia, al momento è giustificato continuare a discostarsi in misura limitata dall'orientamento comune.

Il capo I del regolamento proposto descrive il ruolo, gli obiettivi e le funzioni dell'ACER e il tipo di atti che essa può adottare, oltre a definire le norme in materia di consultazione e monitoraggio. L'elenco delle funzioni è stato aggiornato al fine di includervi i compiti dell'ACER nel campo della supervisione del mercato all'ingrosso e delle infrastrutture

²⁶ Dichiarazione congiunta del Parlamento europeo, del Consiglio dell'Unione europea e della Commissione europea sulle agenzie decentrate del 19 luglio 2012.

transfrontaliere, che sono stati attribuiti all'ACER successivamente all'adozione del regolamento.

In relazione all'adozione dei codici di rete per l'energia elettrica, all'ACER è stata attribuita maggiore responsabilità nell'elaborazione e nella presentazione alla Commissione della proposta finale di un codice di rete, confermando al tempo stesso il ruolo di consulente tecnico dell'ENTSO dell'energia elettrica. La proposta prevede altresì che i DSO siano ufficialmente rappresentati a livello UE, segnatamente nello sviluppo delle proposte di codici di rete, al fine di rispecchiarne l'accresciuta responsabilità. Si attribuisce all'Agenzia la competenza di decidere quanto a termini, metodi e algoritmi per l'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti nel settore dell'energia elettrica.

Riguardo alle funzioni in un contesto regionale comprendente soltanto un limitato numero di regolatori nazionali, è introdotto un processo decisionale di livello regionale. Di conseguenza, il direttore dovrebbe esprimere un parere in merito alla rilevanza prettamente regionale o meno di una determinata questione. Se il comitato dei regolatori ritiene, con il direttore, che una questione abbia rilevanza regionale, un suo sottocomitato regionale dovrebbe preparare la decisione in questione, che alla fine dovrebbe essere adottata o respinta dallo stesso comitato dei regolatori. In caso contrario il comitato dei regolatori decide senza l'intervento di un sottocomitato regionale.

Il capo in questione definisce inoltre una serie di nuovi compiti per l'ACER concernenti il coordinamento di talune funzioni proprie dei centri operativi regionali in seno all'Agenzia, la supervisione dei gestori del mercato elettrico designati e l'approvazione dei metodi e della proposta riguardanti l'adeguatezza della generazione e la preparazione ai rischi.

Il capo II del regolamento proposto descrive le norme organizzative concernenti il consiglio di amministrazione, il comitato dei regolatori, il direttore, la commissione dei ricorsi e, come nuova disposizione, i gruppi di lavoro dell'Agenzia. Benché varie singole disposizioni siano state adattate all'orientamento comune sulle agenzie decentrate dell'UE o alle nuove regole di votazione del Consiglio, le principali caratteristiche della struttura di governo esistente, con particolare riferimento al comitato dei regolatori, sono state mantenute invariate.

Di seguito si riportano i motivi che giustificano questo scostamento dell'ACER dall'orientamento comune.

I principali obiettivi della politica europea in materia di energia elettrica, vale a dire la sicurezza dell'approvvigionamento, prezzi abbordabili dell'energia elettrica e la decarbonizzazione, potrebbero essere raggiunti in modo più efficace rispetto ai costi con l'istituzione di un mercato europeo integrato dell'energia elettrica. Di conseguenza, l'infrastruttura di trasmissione dell'energia elettrica viene gradualmente interconnessa, volumi crescenti di energia elettrica sono oggetto di scambio a livello transfrontaliero, le capacità di generazione sono condivise su scala europea e il sistema di trasmissione è gestito tenendo conto degli aspetti regionali e transfrontalieri. I presenti pacchetti legislativi rafforzano ulteriormente queste tendenze, che si prevede porteranno incrementi di efficienza a vantaggio dei clienti europei.

Una preconditione per la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica è l'apertura del settore alla concorrenza. Come per altri settori economici, l'apertura del mercato dell'energia elettrica rende necessaria l'adozione di nuove norme, in particolare con riferimento ai sistemi di trasmissione e distribuzione, e l'introduzione di una vigilanza regolamentare. A tal fine

sono state istituite autorità regolamentari indipendenti, cui è affidata la responsabilità specifica di vigilare sulle norme nazionali ed europee applicabili al settore dell'energia elettrica.

Tuttavia, di fronte all'aumento degli scambi transfrontalieri e alla gestione dei sistemi che tiene conto del contesto regionale ed europeo, le autorità nazionali di regolamentazione hanno dovuto intensificare il coordinamento delle proprie azioni con le autorità di altri Stati membri. L'ACER è stata concepita per diventare la piattaforma di tale interazione e svolge questa funzione fin dall'epoca della sua creazione nel 2011. L'organismo in seno all'Agenzia responsabile dell'elaborazione della maggior parte dei pareri, delle raccomandazioni e delle decisioni, in collaborazione con il personale, è quindi il comitato dei regolatori, costituito da rappresentanti ad alto livello delle autorità di regolamentazione nazionali e da un rappresentante, senza diritto di voto, della Commissione. Nel primo anno di attività dell'Agenzia il comitato dei regolatori ha dato prova di contribuire efficacemente alla realizzazione dei compiti dell'Agenzia.

Poiché i mercati dell'energia sono ancora ampiamente regolamentati a livello nazionale, i regolatori nazionali svolgono un ruolo fondamentale per i mercati dell'energia. Il principale ruolo dell'ACER non consiste nell'esecuzione di competenze regolamentari delegate dalla Commissione, ma nel coordinamento delle decisioni assunte da regolatori nazionali indipendenti. La presente proposta legislativa preserva ancora in buona parte questa distribuzione di ruoli. L'attuale struttura garantisce un delicato equilibrio di poteri tra i diversi operatori, tenendo conto delle caratteristiche specifiche del nascente mercato interno dell'energia. Alterare questo equilibrio in questa fase potrebbe mettere a repentaglio l'attuazione delle iniziative strategiche nelle proposte legislative e, di conseguenza, ostacolare l'ulteriore integrazione del mercato dell'energia, che rappresenta invece lo scopo principale della presente proposta. Sembra pertanto prematuro trasferire poteri decisionali a un consiglio di amministrazione come previsto dall'orientamento comune. Sarebbe al contrario opportuno mantenere la struttura attuale, che garantisce che i regolatori nazionali agiscano senza alcun intervento diretto delle istituzioni o degli Stati membri dell'UE nelle questioni specifiche. Al tempo stesso, l'operato complessivo dei regolatori rimane soggetto all'approvazione delle istituzioni dell'UE tramite documenti di programmazione, di bilancio e strategici. Le istituzioni dell'UE sono inoltre coinvolte nelle questioni amministrative. Di conseguenza, non si propone di modificare la composizione e il funzionamento dell'attuale comitato dei regolatori.

Parimenti, non si propone di adattare il concetto di consiglio di amministrazione al modello del consiglio di amministrazione dell'orientamento comune. Negli ultimi anni il consiglio di amministrazione dell'Agenzia nella sua composizione attuale si è dimostrato particolarmente efficace ed efficiente. Il suo funzionamento è garantito da rappresentanti del Parlamento europeo, del Consiglio e della Commissione.

Sebbene in questa fase la Commissione non ritenga opportuno adattare pienamente la struttura di governo dell'Agenzia all'orientamento comune, essa continuerà a monitorare se gli scostamenti descritti dall'orientamento comune continueranno a essere giustificati. La prossima valutazione è prevista nel 2021; oltre a una valutazione degli obiettivi, del mandato e dei compiti dell'Agenzia, essa si concentrerà in particolare sulla sua struttura di governo.

Il capo III del regolamento proposto contiene disposizioni finanziarie. Si propone di adattare varie singole disposizioni all'orientamento comune sulle agenzie decentrate.

Il capo IV del regolamento proposto aggiorna alcune singole disposizioni, conformandole all'orientamento comune, ma contiene disposizioni in materia di personale e responsabilità legale che sono rimaste perlopiù invariate.

↓ 714/2009 (adattato)

2016/0379 (COD)

Proposta di

REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO

sul mercato interno dell'energia elettrica

(rifusione)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

IL PARLAMENTO EUROPEO E IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA,

visto il ~~trattato che istituisce la Comunità europea~~, trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in particolare l'articolo ~~95~~ 194, paragrafo 2 ,

vista la proposta della Commissione europea ,

previa trasmissione del progetto di atto legislativo ai parlamenti nazionali,

visto il parere del Comitato economico e sociale europeo,

visto il parere del Comitato delle regioni,

deliberando secondo la procedura legislativa ordinaria ,

considerando quanto segue

↓ nuovo

(1) Il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio²⁷ è stato modificato in modo sostanziale e a più riprese. Poiché si rendono necessarie nuove modifiche, a fini di chiarezza è opportuno procedere alla sua rifusione.

²⁷ Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003 (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 15).

↓ 714/2009	considerando	1
(adattato)		
⇒ nuovo		

- (2) ⇒ L'Unione dell'energia mira a fornire ai consumatori – famiglie e imprese – un approvvigionamento sicuro, sostenibile, competitivo e a prezzi accessibili. Tradizionalmente il sistema elettrico era dominato da monopoli verticalmente integrati, spesso di proprietà pubblica con grandi impianti centrali di energia nucleare o fossile. ⇐ Il mercato interno dell'energia elettrica, la cui progressiva realizzazione è in atto dal 1999, ha lo scopo di offrire a tutti i consumatori dell'Unione ~~della~~ ~~Comunità~~, privati e imprese, una reale libertà di scelta, creare nuove opportunità commerciali e intensificare gli scambi transfrontalieri, in modo da conseguire una maggiore efficienza, prezzi competitivi e più elevati livelli di servizio, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti ed allo sviluppo sostenibile. ⇒ Il mercato interno dell'energia elettrica ha incrementato la concorrenza, in particolare nel settore all'ingrosso, e gli scambi transfrontalieri. Continua ad essere la base dell'efficienza del mercato dell'energia. ⇐

↓ nuovo

- (3) Il sistema energetico europeo sta attraversando la più radicale trasformazione degli ultimi decenni e il mercato dell'energia elettrica è al centro di questo cambiamento. Il comune obiettivo di decarbonizzare il sistema energetico crea nuove opportunità e sfide per i partecipanti al mercato. Parallelamente, il progresso tecnologico comporta nuove forme di partecipazione dei consumatori e cooperazione transfrontaliera.
- (4) Gli interventi dello Stato, spesso progettati in modo non coordinato, hanno portato a un aumento delle distorsioni del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, con conseguenze negative per gli investimenti e gli scambi transfrontalieri.
- (5) In passato i clienti dell'energia elettrica erano soltanto passivi, spesso l'acquistavano a tariffe regolamentate che non avevano alcuna relazione diretta con il mercato. In futuro i clienti dovranno essere in grado di partecipare pienamente al mercato su un piano di parità con gli altri partecipanti. Per integrare quote crescenti di energie rinnovabili il futuro sistema elettrico dovrebbe avvalersi di tutte le fonti di flessibilità a disposizione, in particolare la gestione della domanda e lo stoccaggio. Al fine di ottenere un'efficace decarbonizzazione al minor costo, deve promuovere l'efficienza energetica.
- (6) La maggiore integrazione del mercato e il passaggio a una produzione di energia elettrica più volatile richiedono ulteriori sforzi per coordinare le politiche energetiche nazionali con i paesi vicini e avvalersi delle opportunità degli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

↓ 714/2009 considerando da 2 a 5

~~(2) La direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica²⁸ e il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica²⁹ hanno fornito un contributo significativo alla realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica.~~

~~(3) Tuttavia, attualmente si riscontrano ostacoli alla vendita di energia elettrica a condizioni identiche e senza discriminazioni o svantaggi nella Comunità. In particolare, non esiste ancora in tutti gli Stati membri un accesso non discriminatorio alla rete, né un livello di controlli di pari efficacia da parte dei regolatori nazionali, e persistono mercati isolati.~~

~~(4) La comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007 intitolata «Una politica dell'energia per l'Europa» ha sottolineato quanto sia importante portare a compimento la realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e creare condizioni di concorrenza uniformi per tutte le imprese elettriche stabilite nella Comunità. Le comunicazioni della Commissione del 10 gennaio 2007 intitolate, rispettivamente, «Prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità» e «Indagine ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'energia elettrica (relazione finale)» dimostrano che le norme e le misure in vigore non offrono il necessario quadro normativo né predispongono la creazione di capacità di interconnessione per permettere il conseguimento dell'obiettivo di un mercato interno ben funzionante, efficiente e aperto.~~

~~(5) Oltre ad attuare in modo completo il quadro normativo vigente, il quadro normativo del mercato interno dell'energia elettrica di cui al regolamento (CE) n. 1228/2003 dovrebbe essere adattato al contenuto delle citate comunicazioni.~~

↓ nuovo

(7) Si sono sviluppati quadri normativi che hanno consentito scambi di energia elettrica in tutta l'Unione. Tale sviluppo è stato basato sull'adozione di vari codici di rete e orientamenti per l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica. Codici di rete e orientamenti contengono disposizioni sul mercato, la gestione del sistema, il collegamento in rete. Per assicurare la massima trasparenza e aumentare la certezza del diritto occorre adottare i principi fondamentali di funzionamento del mercato e di allocazione della capacità negli orizzonti temporali dei mercati di bilanciamento, giornaliero, infragiornaliero, del giorno prima, e a termine conformemente alla procedura legislativa ordinaria, riunendoli in un unico atto.

(8) Nei principi di base del mercato si dovrebbe stabilire che i prezzi dell'energia elettrica sono fissati secondo la domanda e l'offerta; i prezzi dovrebbero segnalare quando l'energia elettrica è necessaria, fornendo incentivi di mercato per gli investimenti in

²⁸ GUL 176 del 15.7.2003, pag. 37.

²⁹ GUL 176 del 15.7.2003, pag. 1.

fonti di flessibilità come generazione flessibile, interconnessioni, gestione della domanda e stoccaggio.

- (9) La decarbonizzazione del settore dell'energia elettrica, a fronte dell'importanza che acquistano le energie rinnovabili sul mercato, è un obiettivo fondamentale dell'Unione dell'energia. Con il procedere dell'Unione verso la decarbonizzazione del settore dell'energia elettrica e la crescente penetrazione delle fonti di energia rinnovabili, è indispensabile che il mercato elimini gli ostacoli esistenti agli scambi transfrontalieri e stimoli gli investimenti in infrastrutture di supporto, ad esempio maggiore generazione flessibile, interconnessioni, gestione della domanda e stoccaggio. Per sostenere questo passaggio alla generazione variabile e distribuita e per assicurare che i principi del mercato energetico siano alla base dei futuri mercati dell'energia elettrica, è essenziale dedicare nuova attenzione ai mercati a breve termine e a prezzi che riflettano la scarsità dell'offerta.
- (10) I mercati a breve termine miglioreranno la liquidità e la concorrenza in quanto consentiranno a più risorse, soprattutto quelle più flessibili, di partecipare a pieno titolo al mercato. Prezzi che riflettano efficacemente la scarsità stimoleranno gli operatori del mercato a rendersi disponibili quando il mercato ne ha davvero bisogno e farà sì che possano recuperare i costi sul mercato all'ingrosso. È pertanto fondamentale provvedere, nella misura del possibile, all'eliminazione dei massimali amministrativi e impliciti dei prezzi per consentire ai prezzi di un'offerta scarsa di aumentare fino al valore del carico perso. Quando saranno pienamente integrati nella struttura del mercato, i mercati a breve termine e la formazione dei prezzi che rifletta la scarsità contribuiranno all'eliminazione di altre misure, quali i meccanismi di regolazione della capacità, al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Peraltro prezzi del mercato all'ingrosso basati sulla scarsità e senza massimali non dovrebbero mettere a rischio l'affidabilità e stabilità dei prezzi per i consumatori finali, in particolare le famiglie e le piccole e medie imprese.
- (11) Le deroghe ai principi fondamentali del mercato come la responsabilità del bilanciamento, il dispacciamento basato sul mercato o la riduzione e il ridispacciamento riducono i segnali di flessibilità e diventano ostacoli allo sviluppo di soluzioni quali lo stoccaggio, la gestione della domanda o l'aggregazione. Se sono tuttora necessarie deroghe per evitare oneri amministrativi inutili a carico di alcuni operatori, in particolare famiglie e PMI, le deroghe generali per intere tecnologie non sono coerenti con l'obiettivo di una decarbonizzazione efficiente e basata sul mercato e dovrebbero pertanto essere sostituite da misure più mirate.

↓ 714/2009 considerando 16

- (12) Presupposto per una concorrenza effettiva nel mercato interno dell'energia elettrica sono corrispettivi per l'uso della rete trasparenti e non discriminatori, incluse le interconnessioni nel sistema di trasmissione. La capacità disponibile di queste linee dovrebbe essere stabilita entro il limite massimo consentito dalle norme di sicurezza per la gestione della rete.

↓ 714/2009 considerando 17

- (13) È importante evitare che norme diverse di sicurezza, operative e di programmazione utilizzate da gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione negli Stati membri conducano a distorsioni della concorrenza. Per i soggetti partecipanti al mercato dovrebbe esistere piena trasparenza in ordine alle capacità disponibili di trasmissione e alle norme operative, di sicurezza e di programmazione che incidono sulle capacità disponibili di trasmissione.

↓ nuovo

- (14) Per orientare in modo efficiente gli investimenti necessari, i prezzi devono inoltre fungere da segnale quando l'energia elettrica è maggiormente necessaria. In un sistema elettrico zonale, per inviare i segnali giusti differenziati per località è necessario determinare le zone di offerta con una procedura trasparente e in modo coerente, obiettivo e affidabile. Ai fini di una gestione e pianificazione efficiente della rete elettrica unionale con segnali di prezzo efficaci delle nuove capacità di generazione, gestione della domanda e infrastrutture di trasporto, le zone di offerta dovrebbero corrispondere alla congestione strutturale. In particolare, la capacità interzonale non dovrebbe essere ridotta per risolvere una congestione interna.
- (15) Per decarbonizzare in modo efficiente il sistema elettrico grazie all'integrazione del mercato è necessario abolire sistematicamente gli ostacoli agli scambi transfrontalieri in modo da superare la frammentazione del mercato energetico unionale e consentire ai clienti di fruire pienamente dei vantaggi offerti dall'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e dalla concorrenza.

↓ 714/2009 considerando 10

- (16) Il presente regolamento dovrebbe stabilire principi di base per quanto riguarda la fissazione delle tariffe e l'allocazione ~~assegnazione~~ di capacità e prevedere nel contempo che siano adottati orientamenti che precisino ulteriormente i principi e le metodologie pertinenti al fine di consentire un rapido adattamento a circostanze mutate.

↓ 714/2009 considerando 22

- (17) La gestione dei problemi di congestione dovrebbe fornire corretti segnali economici ai gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione e ai soggetti partecipanti al mercato e dovrebbe essere basata su meccanismi di mercato.

↓ 714/2009 considerando 11

- (18) In un mercato aperto e concorrenziale i gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero ricevere una compensazione per i costi sostenuti per i flussi transfrontalieri di energia elettrica ospitati sulle loro reti da parte dei gestori di quei sistemi di trasmissione dai quali hanno origine i flussi transfrontalieri e dei sistemi dove terminano tali flussi.

↓ 714/2009 considerando 12

- (19) Le somme versate e ricevute per effetto di compensazioni tra gestori ~~del sistema dei sistemi~~ di trasmissione dovrebbero essere prese in considerazione al momento di definire le tariffe nazionali di rete.

↓ 714/2009 considerando 13

- (20) La somma effettiva da pagare per l'accesso transfrontaliero al sistema può variare considerevolmente secondo i gestori del sistema di trasmissione interessati e a causa delle differenze nella struttura dei sistemi tariffari applicati negli Stati membri. Un certo grado di armonizzazione è pertanto necessario per evitare distorsioni degli scambi.

↓ 714/2009 considerando 21

- (21) È opportuno stabilire norme sull'uso delle entrate derivanti dalle procedure di gestione della congestione, a meno che la natura specifica dell'interconnettore interessato non giustifichi una deroga a dette norme.

↓ nuovo

- (22) Per offrire condizioni di parità tra tutti i partecipanti al mercato, le tariffe di rete dovrebbero essere applicate in modo da non discriminare, in senso positivo o negativo, tra la produzione connessa a livello di distribuzione e la produzione connessa a livello di trasmissione. Tali tariffe non dovrebbero essere discriminatorie nei confronti dello stoccaggio dell'energia né costituire un disincentivo alla partecipazione alla gestione della domanda o un ostacolo ai miglioramenti dell'efficienza energetica.

- (23) Al fine di aumentare trasparenza e comparabilità nella determinazione delle tariffe, laddove non si consideri adeguata un'armonizzazione vincolante, l'Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori dell'energia istituita dal [rifusione del regolamento (CE) n. 713/2009, proposta COM(2016) 863/2] («l'Agenzia») dovrebbe formulare raccomandazioni sulle metodologie tariffarie.

- (24) Per assicurare investimenti ottimali nelle reti transeuropee e far fronte alla difficoltà di non poter realizzare progetti di interconnessione sostenibili quando non figurano tra le

priorità a livello nazionale, l'uso delle rendite di congestione dovrebbe essere riesaminato e consentito solo per assicurare la disponibilità e mantenere o aumentare le capacità di interconnessione.

714/2009 (adattato)	considerando	7
------------------------	--------------	---

- (25) Per garantire una gestione ottimale della rete di trasmissione di energia elettrica e permettere gli scambi e l'approvvigionamento transfrontalieri di energia elettrica nell'Unione Comunità, è opportuno creare una Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (la REGST dell'energia elettrica l'ENTSO-E). I compiti di detta Rete dovrebbero essere eseguiti nel rispetto delle norme unionali comunitarie in materia di concorrenza, che restano applicabili alle decisioni della REGST dell'energia elettrica dell'ENTSO-E . I compiti della REGST dell'energia elettrica dell'ENTSO-E dovrebbero essere chiaramente definiti e i suoi metodi di lavoro dovrebbero garantire l'efficienza, la trasparenza e la rappresentatività della REGST dell'energia elettrica dell'ENTSO-E . I codici di rete elaborati dalla REGST dell'energia elettrica dall'ENTSO-E non intendono sostituirsi ai necessari codici di rete nazionali per gli aspetti non transfrontalieri. Considerato che agire a livello regionale permette migliori progressi, i gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero porre in essere strutture regionali nell'ambito della struttura di cooperazione generale, assicurando nel contempo che i risultati a livello regionale siano conformi ai codici di rete e ai piani decennali non vincolanti di sviluppo delle reti a livello unionale comunitario. Gli Stati membri dovrebbero promuovere la cooperazione e controllare l'efficacia della rete a livello regionale. La cooperazione a livello regionale dovrebbe essere compatibile con i progressi verso un mercato interno dell'energia elettrica competitivo ed efficiente.

↓ nuovo

- (26) L'ENTSO-E dovrebbe svolgere a livello unionale una valutazione solida dell'adeguatezza delle risorse a medio-lungo termine, per fornire una base obiettiva in materia. La questione dell'adeguatezza delle risorse, che si affronta con i meccanismi di regolazione della capacità, dovrebbe basarsi sulla valutazione dell'UE.
- (27) La valutazione dell'adeguatezza delle risorse a medio-lungo termine (da 1 a 10 anni) di cui al presente regolamento ha scopo diverso rispetto alle prospettive stagionali (a sei mesi) di cui all'articolo 9 [regolamento sulla preparazione ai rischi, proposta COM(2016) 862]. Le valutazioni a medio-lungo termine servono soprattutto per valutare la necessità di meccanismi di regolazione della capacità, mentre le prospettive stagionali servono per segnalare i possibili rischi nell'arco di sei mesi che potrebbero causare un deterioramento significativo dello stato dell'offerta di energia elettrica. Anche i centri operativi regionali effettuano valutazioni di adeguatezza a livello regionale secondo la normativa europea sulla gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica; si tratta di valutazioni condotte su un arco temporale molto breve (giornaliero a settimanale) e usate nel contesto della gestione del sistema.

- (28) Prima di introdurre meccanismi di regolazione della capacità gli Stati membri dovrebbero valutare le distorsioni normative che gravano sulla questione connessa dell'adeguatezza delle risorse; dovrebbero essere tenuti ad adottare misure volte a eliminare le distorsioni corredandole del relativo calendario attuativo. I meccanismi di regolazione della capacità dovrebbero essere introdotti solo per le questioni che non possono essere risolte con l'eliminazione delle distorsioni di cui sopra.
- (29) Gli Stati membri che intendono introdurre meccanismi di regolazione della capacità dovrebbero delineare obiettivi di adeguatezza delle risorse secondo una procedura trasparente e verificabile. Gli Stati membri dovrebbero essere liberi di stabilire il livello di sicurezza dell'approvvigionamento che desiderano.
- (30) È necessario definire i principi dei meccanismi di regolazione della capacità, in base sia ai principi che disciplinano gli aiuti di Stato nei settori dell'ambiente e dell'energia e che alle risultanze dell'indagine della DG Concorrenza sui meccanismi suddetti. I meccanismi di regolazione della capacità già in atto dovrebbero essere riesaminati alla luce dei suddetti principi. Se la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse non mette in luce alcun problema in merito, non è necessario stabilire alcun nuovo meccanismo di regolazione della capacità né altri impegni di capacità nel quadro dei meccanismi già in atto. Le norme sul controllo degli aiuti di Stato a norma degli articoli 107 e 109 del TFUE devono essere applicate comunque.
- (31) Si dovrebbero stabilire norme dettagliate per facilitare la partecipazione transfrontaliera a meccanismi di regolazione della capacità diversi dalle riserve. I gestori dei sistemi di trasmissione oltrefrontiera dovrebbero agevolare i produttori interessati che desiderano partecipare a meccanismi di regolazione della capacità in altri Stati membri; dovrebbero pertanto calcolare fino a quale capacità sarebbe possibile la partecipazione transfrontaliera, consentirla e verificare le disponibilità. Le autorità nazionali di regolamentazione dovrebbero far rispettare le norme transfrontaliere negli Stati membri.
- (32) Date le differenze esistenti nei sistemi energetici nazionali e le limitazioni tecniche delle reti elettriche esistenti, il modo migliore per progredire nell'integrazione dei mercati è spesso a livello regionale. Dovrebbe pertanto essere rafforzata la cooperazione regionale tra i gestori dei sistemi di trasmissione. Per garantire una cooperazione efficace si dovrebbe prevedere un nuovo quadro normativo che assicuri una *governance* regionale più solida e una vigilanza normativa, rafforzando altresì il potere decisionale dell'Agenzia nelle questioni transfrontaliere. Una maggiore cooperazione tra gli Stati membri potrebbe essere necessaria anche in situazioni di crisi, per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento e limitare le distorsioni del mercato.
- (33) Il coordinamento a livello regionale tra i gestori dei sistemi di trasmissione è stato formalizzato con la partecipazione obbligatoria dei gestori suddetti agli enti regionali coordinatori della sicurezza, che dovrebbe essere completata da un rafforzamento del quadro istituzionale mediante la creazione di centri operativi regionali. Nel crearli, si dovrebbe tener conto delle iniziative di coordinamento regionale in corso e sostenere la gestione sempre più integrata dei sistemi elettrici nell'Unione garantendone la sicurezza ed efficienza.

- (34) Il campo di applicazione geografico dei centri operativi regionali dovrebbe consentire loro di svolgere efficacemente il ruolo di coordinamento ottimizzando le operazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione su regioni più vaste.
- (35) I centri operativi regionali dovrebbero entrare in gioco laddove il loro aspetto regionale apporta un valore aggiunto rispetto alle funzioni svolte a livello nazionale. I centri operativi regionali dovrebbero coprire i compiti svolti dai coordinatori regionali della sicurezza e altri compiti di gestione del sistema, gestione del mercato e preparazione ai rischi. I centri operativi regionali non dovrebbero occuparsi della gestione in tempo reale del sistema dell'energia elettrica.
- (36) I centri operativi regionali dovrebbero in primo luogo agire nell'interesse del funzionamento del mercato e del sistema della regione rispetto agli interessi di un singolo ente. Di conseguenza, i suddetti centri dovrebbero disporre di poteri decisionali esecutivi in modo da indicare ai gestori dei sistemi di trasmissione della regione le azioni da intraprendere per talune funzioni e dovrebbero avere un ruolo consultivo rafforzato per le altre funzioni.
- (37) L'ENTSO-E dovrebbe provvedere a che le azioni dei centri operativi regionali siano coordinate su tutto il territorio delimitato dalle regioni.
- (38) Per aumentare l'efficienza nelle reti di distribuzione unionali dell'energia elettrica e assicurare una stretta cooperazione con i gestori dei sistemi di trasmissione e con l'ENTSO-E, è necessario istituire un ente dei gestori dei sistemi di distribuzione nell'Unione («UE DSO»). I compiti dell'UE DSO dovrebbero essere chiaramente definiti e i metodi di lavoro dovrebbero garantire efficienza, trasparenza e rappresentatività tra i gestori dei sistemi di distribuzione dell'Unione. L'UE DSO dovrebbe cooperare strettamente con l'ENTSO-E nella preparazione e applicazione dei codici di rete, ove opportuno, e dovrebbe adoperarsi per fornire orientamenti sull'integrazione tra l'altro della generazione distribuita e dello stoccaggio nelle reti di distribuzione o in altri settori connessi alla gestione delle reti di distribuzione.

714/2009 (adattato)	considerando	6
------------------------	--------------	---

- (39) ~~In particolare, è~~ È necessario rafforzare la cooperazione e il coordinamento tra i gestori dei sistemi di trasmissione per creare codici di rete volti a fornire e gestire un accesso transfrontaliero effettivo e trasparente alle reti di trasmissione e per garantire una pianificazione coordinata e sufficientemente lungimirante e un'evoluzione tecnica adeguata del sistema di trasmissione nell'Unione nella Comunità, compresa la creazione di capacità di interconnessione, prestando la necessaria attenzione al rispetto dell'ambiente. I codici di rete dovrebbero essere conformi a orientamenti quadro di per sé non vincolanti (orientamenti quadro) ed elaborati dall'Agenzia ~~per la cooperazione fra i regolatori dell'energia istituita dal regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia³⁰ (l'Agenzia).~~ L'Agenzia dovrebbe svolgere un ruolo nel riesame, sulla base di dati oggettivi, dei progetti di codici di rete,

³⁰ ~~Cfr. pag. 1 della presente Gazzetta ufficiale.~~

compresa la loro conformità agli orientamenti quadro, e dovrebbe esserle consentito di raccomandare l'adozione di tali codici da parte della Commissione. L'Agenzia dovrebbe inoltre valutare le modifiche proposte ai codici di rete e dovrebbe esserle consentito di raccomandare l'adozione di tali codici da parte della Commissione. I gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero gestire le loro reti conformemente a questi codici di rete.

↓ 714/2009 considerando 24

- (40) Per garantire l'armonioso funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica è opportuno prevedere procedure che consentano l'adozione, da parte della Commissione, di decisioni ed orientamenti per quanto riguarda, tra l'altro, le tariffe e l'~~allocazione~~ ~~assegnazione~~ della capacità, garantendo nel contempo la partecipazione a tale processo delle autorità di regolamentazione degli Stati membri, se del caso attraverso la loro associazione europea. Le autorità di regolamentazione, unitamente ad altre autorità competenti negli Stati membri, svolgono un ruolo importante contribuendo al buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica.

714/2009 considerando 8
(adattato)

- (41) Tutti gli operatori del mercato hanno interesse ai lavori che saranno svolti ~~dalla REGST dell'energia elettrica~~ ☒ dall'ENTSO-E ☒ . Una consultazione efficace risulta pertanto di fondamentale importanza e le strutture esistenti create per facilitare e razionalizzare il processo consultivo, ~~quali l'Unione per il coordinamento della trasmissione di energia elettrica,~~ ☒ ad esempio via ☒ i regolatori nazionali o l'Agenzia, dovrebbero svolgerci una parte rilevante.

714/2009 considerando 9
(adattato)

- (42) Onde assicurare una maggiore trasparenza per quanto concerne l'intera rete di trasmissione di energia elettrica ☒ nell'Unione ☒ ~~nella Comunità, la REGST dell'energia elettrica~~ ☒ l'ENTSO-E ☒ dovrebbe elaborare, pubblicare e aggiornare regolarmente un piano di sviluppo decennale non vincolante della rete a livello ☒ unionale ☒ ~~comunitario~~ (piano di sviluppo della rete a livello ☒ unionale ☒ ~~comunitario~~ che indichi le reti di trasmissione di energia elettrica realizzabili e le interconnessioni regionali necessarie, importanti dal punto di vista commerciale o della sicurezza degli approvvigionamenti.

↓ nuovo

- (43) L'esperienza acquisita con l'elaborazione e l'adozione dei codici di rete ha dimostrato l'utilità di razionalizzare la procedura di elaborazione precisando che l'Agenzia ha il

diritto di esaminare i codici della rete dell'energia elettrica in progetto prima di presentarli alla Commissione.

↓ 714/2009 considerando 14

~~È necessario un adeguato sistema di segnali differenziati per località a lungo termine che si basi sul principio secondo cui il livello dei corrispettivi di accesso alla rete dovrebbe, in linea di massima, rispecchiare l'equilibrio tra produzione e consumo della regione interessata sulla base di una differenziazione dei corrispettivi di accesso alla rete per i produttori e/o i consumatori.~~

↓ 714/2009 considerando 15

~~Non è opportuno applicare tariffe in funzione della distanza né, purché esistano appropriati segnali differenziati per località, una tariffa specifica a carico esclusivo degli esportatori o degli importatori, oltre al corrispettivo generale per l'accesso alla rete nazionale.~~

↓ 714/2009 considerando 18

~~Il monitoraggio del mercato effettuato negli ultimi anni dalle autorità nazionali di regolamentazione e dalla Commissione ha dimostrato che le esistenti norme sulla trasparenza dell'accesso all'infrastruttura sono insufficienti per garantire un mercato interno autentico, ben funzionante, aperto ed efficiente nel settore dell'energia elettrica.~~

↓ 714/2009 considerando 19

~~Un accesso equo alle informazioni sullo stato fisico e l'efficienza del sistema è necessario per permettere a tutti gli operatori del mercato di valutare la situazione globale dell'offerta e della domanda e individuare le cause delle fluttuazioni dei prezzi all'ingrosso. Ciò include informazioni più precise sulla generazione, l'offerta e la domanda di energia elettrica, comprese le previsioni, la capacità della rete e di interconnessione, i flussi e la manutenzione, il bilanciamento e la capacità di riserva.~~

↓ 714/2009 considerando 23

(44) Gli investimenti in una grande infrastruttura moderna dovrebbero essere promossi in modo deciso e al contempo si dovrebbe garantire il funzionamento regolare del mercato interno dell'energia elettrica. Per rafforzare l'effetto positivo sulla concorrenza degli interconnettori per corrente continua che beneficiano di un'esenzione e la sicurezza dell'approvvigionamento, l'interesse di questi progetti per il mercato dovrebbe essere analizzato durante la loro fase di pianificazione e dovrebbero essere adottate norme di gestione della congestione. Laddove gli interconnettori per corrente continua siano situati nel territorio di più Stati membri,

spetta all’Agenzia trattare, in ultima istanza, la domanda di esenzione al fine di tenere conto più efficacemente delle sue ripercussioni transfrontaliere e di agevolare l’iter amministrativo della domanda. Inoltre, tenuto conto dei rischi eccezionali inerenti alla costruzione di questi grandi progetti infrastrutturali esentati dall’applicazione delle norme di concorrenza, le imprese aventi interessi in materia di fornitura e produzione dovrebbero essere in grado di beneficiare di una deroga temporanea alle norme sulla separazione completa delle attività per i progetti in questione. Le esenzioni concesse a norma del regolamento (CE) n. 1228/2003³¹ continuano ad applicarsi fino alla data di scadenza prevista, fissata nella decisione che concede l’esenzione.

↓ 714/2009 considerando 25

~~Le autorità nazionali di regolamentazione dovrebbero garantire l’osservanza delle regole contenute nel presente regolamento e degli orientamenti adottati sulla base dello stesso.~~

↓ 714/2009 considerando 20

(45) Per potenziare la fiducia nel mercato, i suoi partecipanti devono essere certi che i responsabili di comportamenti abusivi possono essere soggetti a sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive. È opportuno conferire alle autorità competenti la facoltà di indagare efficacemente sulle denunce di abuso di mercato. A tal fine è necessario che le autorità competenti abbiano accesso ai dati che forniscono informazioni sulle decisioni operative adottate dalle imprese di fornitura. Nel mercato dell’energia elettrica molte di queste decisioni sono adottate dai produttori, che dovrebbero mettere a disposizione delle autorità competenti, in modo facilmente accessibile, le relative informazioni per un periodo determinato. Le autorità competenti dovrebbero inoltre verificare regolarmente l’osservanza delle norme da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione. I piccoli produttori che non sono in grado di falsare le condizioni del mercato dovrebbero essere esonerati da quest’obbligo.

↓ 714/2009 considerando 26

(46) È opportuno che gli Stati membri e le competenti autorità nazionali siano tenuti a trasmettere alla Commissione le informazioni pertinenti. La Commissione dovrebbe considerare dette informazioni come riservate. Se necessario, la Commissione dovrebbe poter richiedere le informazioni pertinenti direttamente alle imprese interessate, purché le autorità nazionali competenti siano informate.

³¹ Regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (GU L 176 del 15.7.2003, pag. 1).

↓ 714/2009 considerando 27
(adattato)

- (47) Gli Stati membri dovrebbero determinare le sanzioni da irrogare in caso di violazione delle norme del presente regolamento e assicurarne l'applicazione. Le sanzioni devono essere ~~efficaci~~ ☒ efficaci ☒, proporzionate e dissuasive.

↓ 714/2009 considerando 28

~~Le misure necessarie per l'attuazione del presente regolamento sono adottate secondo la decisione 1999/468/CE del Consiglio, del 28 giugno 1999, recante modalità per l'esercizio delle competenze di esecuzione conferite alla Commissione³².~~

↓ 714/2009 considerando 29

~~In particolare, la Commissione dovrebbe avere il potere di stabilire o adottare gli orientamenti necessari intesi a garantire il livello di armonizzazione minimo richiesto per raggiungere gli obiettivi del presente regolamento. Tali misure di portata generale, intese a modificare elementi non essenziali della presente direttiva completandola con nuovi elementi non essenziali, devono essere adottate secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 5 bis della decisione 1999/468/CE.~~

↓ nuovo

- (48) Gli Stati membri e le parti contraenti della Comunità dell'energia dovrebbero cooperare strettamente su tutte le questioni riguardanti lo sviluppo di una regione di scambi integrati di energia elettrica e non dovrebbero adottare misure che compromettano l'ulteriore integrazione dei mercati dell'energia elettrica o la sicurezza dell'approvvigionamento degli Stati membri e delle parti contraenti.

- (49) Al fine di assicurare il livello minimo di armonizzazione necessario al funzionamento efficace dei mercati, dovrebbe essere delegato alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea riguardo ai settori fondamentali per l'integrazione dei mercati. Tra questi dovrebbe figurare la zona geografica di cooperazione regionale dei gestori dei sistemi di trasmissione, l'entità dei versamenti di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione, l'adozione e la modifica dei codici di rete e degli orientamenti, l'applicazione delle disposizioni di esenzione per i nuovi interconnettori. È di particolare importanza che durante i lavori preparatori la Commissione svolga adeguate consultazioni, anche a livello di esperti, nel rispetto dei principi stabiliti nell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016³³. In

³² ~~GU L 184 del 17.7.1999, pag. 23.~~

³³ ~~GU L 123 del 12.5.2016, pag. 1.~~

particolare, al fine di garantire la parità di partecipazione alla preparazione degli atti delegati, il Parlamento europeo e il Consiglio ricevono tutti i documenti contemporaneamente agli esperti degli Stati membri, e i loro esperti hanno sistematicamente accesso alle riunioni dei gruppi di esperti della Commissione incaricati della preparazione di tali atti delegati.

714/2009 considerando 30
(adattato)

- (50) Poiché l'obiettivo del presente regolamento, vale a dire la predisposizione di un quadro armonizzato per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, non può essere realizzato in misura sufficiente dagli Stati membri e può dunque essere realizzato meglio a livello unionale ~~comunitario~~ l'Unione ~~la Comunità~~ può intervenire, in base al principio di sussidiarietà sancito dall'articolo 5 del trattato sull'Unione europea . Il presente regolamento si limita a quanto è necessario per conseguire tale obiettivo in ottemperanza al principio di proporzionalità enunciato nello stesso articolo.

↓ 714/2009 considerando 31

~~Tenuto conto della portata delle modifiche del regolamento (CE) n. 1228/2003, sarebbe opportuno, per ragioni di chiarezza e razionalizzazione, procedere alla rifusione delle disposizioni in questione riunendole in un unico testo nell'ambito di un nuovo regolamento.~~

↓ 714/2009 (adattato)

HANNO ADOTTATO IL PRESENTE REGOLAMENTO:

CAPO I

Oggetto, ambito di applicazione e definizioni

Articolo 1

Oggetto e ambito di applicazione

Il presente regolamento mira a:

↓ nuovo

- (a) gettare le basi per conseguire gli obiettivi dell'Unione europea dell'energia in modo efficiente, in particolare il quadro 2030 delle politiche per l'energia e il clima³⁴, grazie a segnali di mercato che indichino più flessibilità, decarbonizzazione, innovazione;
- (b) definire i principi fondamentali di mercati dell'energia elettrica efficienti e integrati, che consentano un accesso non discriminatorio a tutti i fornitori di risorse e ai clienti dell'energia elettrica, responsabilizzino i consumatori, permettano la gestione della domanda e l'efficienza energetica, agevolino l'aggregazione della domanda distribuita e dell'offerta, e contribuiscano alla decarbonizzazione dell'economia, mediante l'integrazione del mercato e la remunerazione a prezzi di mercato dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili;

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

ca) stabilire norme eque per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica tenendo conto delle caratteristiche particolari dei mercati nazionali e regionali. Ciò include ~~comporterà~~ l'istituzione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica e la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'allocazione ~~assegnazione~~ delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione;

db) facilitare lo sviluppo di un mercato all'ingrosso efficiente e trasparente con una sicurezza di approvvigionamento dell'energia elettrica di livello elevato. Esso prevede dei meccanismi per l'armonizzazione di tali norme per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Articolo 2

Definizioni

1. Ai fini del presente regolamento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 della direttiva ~~2009/72/CE~~ [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta COM(2016) 864/2] ~~del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica~~ ⇒, all'articolo 2 del regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio³⁵, all'articolo 2 del regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione³⁶ e all'articolo 2

³⁴ COM(2014)0 15 final.

³⁵ 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 L 326 dell'8.12.2011, pag. 1).

³⁶ Regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione, del 14 giugno 2013, sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati dell'energia elettrica e recante modifica dell'allegato I del

della [rifusione della direttiva sulle energie rinnovabili]↵, ~~ad eccezione della definizione di «interconnettore» che è sostituita dalla seguente: «interconnettore» una linea di trasmissione che attraversa o si estende oltre una frontiera tra Stati membri e che collega i sistemi nazionali di trasmissione degli Stati membri.~~

2. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

(a) «autorità di regolamentazione», le autorità di regolamentazione di cui all'articolo ~~5735~~, paragrafo 1, della [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta COM(2016) 864/2] direttiva 2009/72/CE;

(b) «flusso transfrontaliero» ~~«flussi transfrontalieri»~~, un flusso fisico di energia elettrica in una rete di trasmissione di uno Stato membro che risulta dall'impatto dell'attività di produttori e/o clienti ~~consumatori~~ svolta al di fuori di tale Stato membro sulla sua rete di trasmissione;

(c) «congestione», una situazione in cui ↵ non possono essere soddisfatte tutte le richieste di compravendita dei partecipanti al mercato tra due zone di offerta in quanto inciderebbero in modo significativo sugli elementi della rete che non riescono a contenere fisicamente i flussi ↵ ~~una interconnessione che collega reti di trasmissione nazionali non può soddisfare tutti i flussi fisici derivanti dal commercio internazionale richiesto da soggetti partecipanti al mercato, per insufficienza di capacità degli interconnettori e/o dei sistemi nazionali di trasmissione interessati;~~

~~(d) «esportazione dichiarata», l'energia elettrica immessa nella rete di uno Stato membro destinata in base a disposizioni contrattuali ad essere contestualmente prelevata dalla rete («importazione dichiarata») nel territorio di un altro Stato membro o di un paese terzo;~~

~~(e) «flussi in transito dichiarati», circostanza in cui un'«esportazione dichiarata» di energia elettrica avviene e in cui il percorso designato per la transazione coinvolge un paese nel quale non si effettuano né l'immissione né il corrispondente contestuale prelievo di energia elettrica;~~

~~(f) «importazione dichiarata» il prelievo di energia elettrica in uno Stato membro o in un paese terzo contestualmente all'immissione di energia elettrica («esportazione dichiarata») in un altro Stato membro;~~

~~(g)~~ (d) «nuovo interconnettore», un interconnettore non completato entro il 4 agosto 2003;;

(g) «congestione strutturale», congestione nel sistema di trasmissione che è prevedibile, geograficamente stabile e si ripete frequentemente in presenza di condizioni normali del sistema energetico;

regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 163 del 15.6.2013, pag. 1).

- (h) «gestore del mercato», ente che fornisce un servizio grazie al quale le offerte di vendita incontrano le offerte di acquisto di energia elettrica;
- (i) «gestore del mercato elettrico designato (Nominated Electricity Market Operator, “NEMO”)», gestore del mercato designato dall’autorità competente per espletare mansioni relative al *coupling* unico del giorno prima o al unico infragiornaliero;
- (j) «valore del carico perso», stima in EUR/MWh del limite massimo di prezzo dell’energia elettrica che i clienti sono disposti a pagare per evitare un’indisponibilità;
- (k) «bilanciamento», insieme di azioni e processi, in tutti gli orizzonti temporali, grazie ai quali i gestori dei sistemi di trasmissione provvedono in modo continuativo a mantenere la frequenza del sistema entro limiti predefiniti di stabilità, e ad adeguare l’entità delle riserve necessarie ai requisiti di qualità;
- (l) “energia di bilanciamento”, energia usata dai gestori dei sistemi di trasmissione ai fini del bilanciamento;
- (m) «prestatore di servizi di bilanciamento», partecipante al mercato che fornisce energia di bilanciamento e/o capacità di bilanciamento ai gestori dei sistemi di trasmissione;
- (n) «capacità di bilanciamento», volume di capacità cui il prestatore di servizi di bilanciamento ha accettato di attenersi e in base al quale ha accettato di presentare offerte per un corrispondente volume di energia di bilanciamento al gestore del sistema di trasmissione per la durata del contratto;
- (o) «responsabile del bilanciamento», partecipante al mercato, o il suo rappresentante designato, responsabile degli sbilanciamenti che provoca sul mercato dell’energia elettrica;
- (p) «periodo di compensazione degli sbilanciamenti», intervallo temporale sul quale sono calcolati gli sbilanciamenti dei responsabili del bilanciamento;
- (q) «prezzo di sbilanciamento», il prezzo positivo, pari a zero o negativo, di uno sbilanciamento in ciascun periodo di compensazione e in ciascun verso;
- (r) «zona del prezzo di sbilanciamento», zona nella quale è calcolato un prezzo di sbilanciamento;
- (s) «processo di preselezione», processo volto a verificare la conformità di un prestatore di capacità di bilanciamento ai requisiti fissati dai gestori dei sistemi di trasmissione;
- (t) «capacità di riserva», entità delle riserve di contenimento della frequenza, di ripristino della frequenza o di sostituzione, che deve essere a disposizione del gestore del sistema di trasmissione;
- (u) «dispacciamento prioritario», dispacciamento delle centrali elettriche in base a criteri diversi dal merito economico delle offerte e, in un sistema di dispacciamento centrale, in base a vincoli di rete, che dà priorità al dispacciamento di tecnologie di generazione specifiche;

- (v) «regione di calcolo della capacità», zona geografica in cui si applica il calcolo coordinato della capacità;
- (w) «meccanismo di regolazione della capacità», misura amministrativa intesa ad assicurare il conseguimento del livello auspicato di sicurezza dell'approvvigionamento, grazie alla remunerazione delle risorse in base alla disponibilità, escluse le misure relative ai servizi ausiliari;
- (x) «riserva strategica», meccanismo di regolazione della capacità in cui le risorse sono dispacciate solo se i mercati del giorno prima e infragiornaliero non hanno raggiunto l'equilibrio, i gestori dei sistemi di trasmissione hanno esaurito le rispettive risorse di bilanciamento per stabilire un equilibrio tra domanda e offerta, e gli sbilanciamenti sul mercato durante i periodi in cui le riserve sono dispacciate sono compensati al valore del carico perso;
- (y) «cogenerazione ad alto rendimento», cogenerazione conforme ai criteri indicati nell'allegato II della direttiva n. 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio³⁷;
- (z) “progetto dimostrativo”: progetto che si basa su una tecnologia senza precedenti nell'Unione e rappresenta un'innovazione significativa che va ben oltre lo stato dell'arte.

Capo II

Norme generali per il mercato dell'energia elettrica

Articolo 3

Principi relativi alla gestione dei mercati dell'energia elettrica

1. Gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione, i gestori dei sistemi di trasmissione, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei mercati provvedono a che i mercati dell'energia elettrica siano gestiti secondo i seguenti principi:
 - (a) i prezzi si formano in base alla domanda e all'offerta;
 - (b) si evitano le azioni intese ad impedire la formazione dei prezzi in base alla domanda e all'offerta, a disincentivare lo sviluppo di una generazione più flessibile, a bassa produzione di carbonio o a disincentivare la flessibilità della domanda;
 - (c) i clienti devono poter fruire delle opportunità del mercato e della maggiore concorrenza sui mercati al dettaglio;

³⁷ Direttiva n. 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (GU L 315 del 14.11.2012, pag. 1).

- (d) la partecipazione al mercato dei consumatori e delle piccole imprese è consentita aggregando la generazione di vari impianti e il carico di vari impianti di consumo per ottenere offerte congiunte sul mercato dell'energia elettrica e una gestione congiunta del sistema elettrico, nel rispetto delle norme del trattato sulla concorrenza;
- (e) le regole sul mercato sostengono la decarbonizzazione dell'economia consentendo l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e fornendo incentivi all'efficienza energetica;
- (f) le regole sul mercato offrono adeguati incentivi d'investimento per la generazione, lo stoccaggio, l'efficienza energetica e la gestione della domanda in modo da soddisfare il fabbisogno del mercato e provvedendo così alla sicurezza dell'approvvigionamento;
- (g) si evitano gli ostacoli ai flussi transfrontalieri di energia elettrica e alle transazioni transfrontaliere sui mercati dell'energia elettrica e dei relativi mercati dei servizi;
- (h) le regole sul mercato prevedono la cooperazione regionale laddove è efficace;
- (i) le risorse sul versante della generazione, dello stoccaggio e della domanda partecipano tutte al mercato su un piano di parità;
- (j) tutti i produttori sono direttamente o indirettamente responsabili della vendita dell'energia elettrica che generano;
- (k) le regole sul mercato consentono la realizzazione di progressi nella ricerca e sviluppo da sfruttare a favore della società;
- (l) le regole sul mercato consentono il dispacciamento efficiente dei mezzi di generazione e della gestione della domanda;
- (m) le regole sul mercato consentono l'accesso e l'uscita delle imprese di generazione e di approvvigionamento di energia elettrica in base alle valutazioni di sostenibilità economica e finanziaria delle rispettive operazioni;
- (n) le possibilità di copertura a lungo termine, che consentono ai partecipanti al mercato di tutelarsi contro i rischi di volatilità dei prezzi e di eliminare l'incertezza sui rendimenti attesi degli investimenti, sono negoziabili in Borsa in modo trasparente nel rispetto delle norme del trattato sulla concorrenza.

Articolo 4

Responsabilità del bilanciamento

1. Tutti i partecipanti al mercato tendono al bilanciamento del sistema e rispondono finanziariamente degli squilibri che provocano nel sistema. Sono essi stessi responsabili del bilanciamento o delegano un responsabile del bilanciamento scelto da loro.
2. Gli Stati membri possono prevedere deroghe alla responsabilità del bilanciamento per quanto riguarda:

- (a) progetti dimostrativi;
 - (b) impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento con capacità installata di generazione di energia elettrica inferiore a 500 kW;
 - (c) impianti che beneficiano del sostegno approvato dalla Commissione in forza delle norme unionali sugli aiuti di Stato ai sensi degli articoli da 107 a 109 del TFUE, commissionati prima del [OP: entrata in vigore]. Fatte salve le norme unionali sugli aiuti di Stato, gli Stati membri possono incentivare i partecipanti al mercato interamente o parzialmente esentati dalla responsabilità del bilanciamento ad accettarne la piena responsabilità dietro adeguato compenso.
3. Dal 1° gennaio 2026 il paragrafo 2, lettera b), si applica solo agli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento con capacità installata di generazione di energia elettrica inferiore a 250 kW.

Articolo 5

Mercato del bilanciamento

1. Tutti i partecipanti al mercato hanno accesso al mercato del bilanciamento, a titolo individuale o per aggregazione. Le norme e i prodotti del mercato del bilanciamento rispettano l'esigenza di tener conto dell'aumento delle quote di generazione variabile, dell'aumento della reattività della domanda e delle nuove tecnologie.
2. I mercati del bilanciamento sono organizzati in modo da assicurare l'assenza di discriminazione tra partecipanti al mercato, tenendo conto delle diverse capacità tecniche di generazione da fonti rinnovabili variabili e della gestione e stoccaggio sul versante della domanda.
3. L'energia di bilanciamento è appaltata separatamente dalla capacità di bilanciamento. Le procedure di aggiudicazione d'appalto sono trasparenti nel rispetto della riservatezza.
4. I mercati del bilanciamento assicurano la sicurezza operativa sfruttando nel modo più efficiente l'allocazione della capacità interzonale fra diversi orizzonti temporali a norma dell'articolo 15.
5. Per la compensazione dell'energia di bilanciamento si ricorre al prezzo marginale. I partecipanti al mercato sono autorizzati a presentare offerte nell'orizzonte temporale più vicino possibile al tempo reale, e almeno dopo l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale determinato conformemente all'articolo 59 del regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione³⁸.

³⁸ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24).

6. Gli sbilanciamenti sono compensati al prezzo corrispondente al valore dell'energia in tempo reale.
7. Il dimensionamento della capacità di riserva è eseguito a livello regionale conformemente all'allegato I, punto 7. I centri operativi regionali sostengono i gestori dei sistemi di trasmissione nel determinare il quantitativo di capacità di bilanciamento che è necessario acquisire conformemente all'allegato I, punto 8.
8. L'approvvigionamento di capacità di bilanciamento è agevolato a livello regionale conformemente all'allegato I, punto 8. L'approvvigionamento è basato su un mercato primario e organizzato in modo da non creare discriminazioni tra i partecipanti al mercato nel processo di preselezione a livello individuale o per aggregazione.
9. L'approvvigionamento di capacità di bilanciamento al rialzo e al ribasso è effettuato separatamente. L'aggiudicazione avviene non più di un giorno prima della fornitura delle capacità di bilanciamento e il periodo di aggiudicazione dura al massimo un giorno.
10. I gestori dei sistemi di trasmissione pubblicano informazioni in tempo quasi reale sullo stato di bilanciamento attuale delle rispettive zone di controllo, sul prezzo di sbilanciamento e sul prezzo dell'energia di bilanciamento.

Articolo 6

Mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero

1. I gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei mercati dell'energia elettrica designati organizzano congiuntamente la gestione dei mercati integrati del giorno prima e infragiornaliero, in base al *market coupling* di cui al regolamento (UE) 2015/1222. I gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei mercati dell'energia elettrica designati collaborano a livello unionale o, se più opportuno, a livello regionale, al fine di ottimizzare l'efficienza e l'efficacia della contrattazione del giorno prima e infragiornaliera dell'energia elettrica unionale. L'obbligo di collaborazione non pregiudica l'applicazione delle disposizioni del diritto unionale sulla concorrenza. Nelle funzioni riguardanti la compravendita di energia elettrica, i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei mercati designati sono soggetti alla vigilanza normativa degli organismi di regolamentazione e dell'Agenzia a norma dell'articolo 59 della [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta COM(2016) 864/2] e degli articoli 4 e 9 del [rifusione del regolamento (CE) n. 713/2009, proposta COM(2016) 863/2].
2. I mercati del giorno prima e infragiornaliero:
 - (a) sono organizzati in modo non discriminatorio;
 - (b) massimizzano la capacità degli operatori del mercato di contribuire a evitare sbilanciamenti del sistema;

- (c) massimizzano le opportunità dei partecipanti al mercato di contrattare scambi transfrontalieri quanto più possibile in tempo reale nell'insieme delle zone di offerta;
 - (d) indicano prezzi che riflettono i fondamentali del mercato e sui quali i partecipanti al mercato possono basarsi quando decidono in merito ai prodotti di copertura del rischio a lungo termine;
 - (e) assicurano la sicurezza operativa a fronte del pieno sfruttamento della capacità di trasmissione;
 - (f) sono trasparenti nel rispetto della riservatezza;
 - (g) assicurano l'anonimità degli scambi; e
 - (h) non distinguono tra scambi realizzati all'interno di una zona di offerta e tra zone di offerta.
3. I gestori dei mercati sono liberi di sviluppare prodotti e opportunità commerciali che rispondono alla domanda e alle esigenze dei partecipanti al mercato e ne assicurano la possibilità di accesso, individualmente o per aggregazione. Essi rispettano l'esigenza di tener conto dell'aumento delle quote di generazione variabile, dell'aumento della reattività della domanda e delle nuove tecnologie.

Articolo 7

Scambi commerciali sul mercato del giorno prima e sul mercato infragiornaliero

1. I gestori dei mercati consentono ai partecipanti al mercato di effettuare scambi di energia quanto più possibile in tempo reale, e almeno entro l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale, stabilito a norma dell'articolo 59 del regolamento (UE) 2015/1222.
2. I gestori dei mercati offrono ai partecipanti al mercato la possibilità di negoziare l'energia ad intervalli di tempo brevi almeno quanto il periodo di compensazione degli sbilanciamenti sia nel mercato del giorno prima che in quello infragiornaliero.
3. I gestori dei mercati offrono alla compravendita sui mercati del giorno prima e infragiornaliero prodotti di dimensioni sufficientemente ridotte, con offerte minime fino a 1 megawatt o inferiori, per permettere la partecipazione effettiva, sul versante della gestione della domanda, dello stoccaggio di energia e delle fonti rinnovabili su piccola scala.
4. Entro il 1° gennaio 2025 il periodo di compensazione degli sbilanciamenti è pari a 15 minuti in tutte le zone di controllo.

Articolo 8

Mercati a termine

1. In linea con il regolamento (UE) 2016/1719, i gestori dei sistemi di trasmissione rilasciano diritti di trasmissione a lungo termine o dispongono misure equivalenti per permettere ai partecipanti al mercato, in particolare i proprietari di impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili, di coprire i rischi di fluttuazione dei prezzi nelle zone di offerta limitofe.
2. I diritti di trasmissione a lungo termine sono assegnati in modo trasparente, basato sul mercato e non discriminatorio grazie a una piattaforma unica di assegnazione. I diritti di trasmissione a lungo termine sono fissi e trasferibili tra i partecipanti al mercato.
3. Nel rispetto delle regole dei trattati sulla concorrenza, i gestori dei mercati sono liberi di sviluppare prodotti di copertura a termine anche sul lungo periodo, in modo da offrire ai partecipanti al mercato, in particolare i proprietari di impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili, adeguate opportunità di copertura dei rischi finanziari di fluttuazione dei prezzi. Gli Stati membri non limitano le suddette attività di copertura agli scambi all'interno di uno Stato membro o di una zona di offerta.

Articolo 9

Restrizioni dei prezzi

1. Il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica non ha un limite massimo se non quello corrispondente al valore del carico perso fissato conformemente all'articolo 10. Il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica non ha un limite minimo se non quello corrispondente al valore di - 2 000 EUR o inferiore e, se lo si raggiunge o si stima sarà raggiunto, un valore più basso è fissato per il giorno successivo. La presente disposizione si applica, tra l'altro, alle offerte e compensazioni in tutti gli orizzonti temporali e include i prezzi dell'energia di bilanciamento e i prezzi di sbilanciamento.
2. In deroga al paragrafo 1, fino al [OP: *due anni dopo l'entrata in vigore*] i gestori dei mercati possono applicare limiti sui prezzi di bilanciamento massimi per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero a norma degli articoli 41 e 54 del regolamento (UE) 2015/1222. I limiti che sono o si stima saranno raggiunti sono rialzati per il giorno successivo.
3. I gestori dei sistemi di trasmissione non adottano misure volte a modificare i prezzi all'ingrosso. Tutti gli ordini di dispacciamento sono comunicati all'autorità nazionale di regolamentazione entro ventiquattr'ore.
4. Gli Stati membri individuano le politiche e le misure applicate nel loro territorio che potrebbero concorrere a limitare indirettamente la formazione dei prezzi, tra le quali la limitazione delle offerte in ordine all'attivazione dell'energia di bilanciamento, i

meccanismi di regolazione della capacità, le misure adottate dai gestori dei sistemi di trasmissione, le misure dirette a contestare l'esito del mercato o a evitare gli abusi di posizioni dominanti e le zone di offerta delineate in modo inefficiente.

5. Lo Stato membro che ha individuato una politica o misura che potrebbe concorrere a limitare la formazione dei prezzi adotta tutte le misure del caso per eliminare o, laddove non fosse possibile, attenuare l'impatto sui comportamenti d'offerta. Gli Stati membri trasmettono una relazione alla Commissione entro [OP: *sei mesi dopo l'entrata in vigore*] che specifica le misure e le azioni che hanno adottato o che intendono adottare.

Articolo 10

Valore del carico perso

1. Entro [OP: un anno dopo l'entrata in vigore] gli Stati membri stabiliscono un'unica stima del valore del carico perso (VoLL) sul loro territorio, espresso in EUR/MWh. La stima è trasmessa alla Commissione e resa pubblica. Gli Stati membri che hanno più zone di offerta nel loro territorio possono stabilire diversi valori del carico perso per zona. Nello stabilire il valore del carico perso, gli Stati membri applicano il metodo di cui all'articolo 19, paragrafo 5.
2. Gli Stati membri aggiornano le stime almeno ogni cinque anni.

Articolo 11

Dispacciamento della generazione e della gestione della domanda

1. Il dispacciamento degli impianti di generazione dell'energia e della gestione della domanda è non discriminatorio e basato sul mercato, fatte salve le diverse disposizioni di cui ai paragrafi da 2 a 4.
2. Nel dispacciamento degli impianti di generazione dell'energia elettrica, i gestori dei sistemi di trasmissione accordano priorità a quelli che impiegano fonti di energia rinnovabili, ai piccoli impianti di cogenerazione ad alto rendimento e agli impianti che usano tecnologie emergenti nella misura seguente:
 - (a) impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento con capacità installata di generazione di energia elettrica inferiore a 500 kW; o
 - (b) progetti dimostrativi per tecnologie innovative.
3. Se in uno Stato membro la capacità totale degli impianti di generazione soggetti al dispacciamento prioritario a norma del paragrafo 2 è superiore al 15% della capacità di generazione installata totale, il paragrafo 2, lettera a), si applica solo agli impianti supplementari che impiegano fonti di energia rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento con capacità installata di generazione inferiore a 250 kW.

Dal 1° gennaio 2026 il paragrafo 2, lettera a), si applica solo agli impianti che impiegano fonti di energia rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento con capacità installata di generazione inferiore a 250 kW o, se la soglia di cui alla prima frase è raggiunta, inferiore a 125 kW.

4. Gli impianti che impiegano fonti di energia rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento commissionati prima del [OP: entrata in vigore] e, una volta commissionati, sono soggetti al dispacciamento prioritario a norma dell'articolo 15, paragrafo 5, della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio o all'articolo 16, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio³⁹ restano soggetti al dispacciamento prioritario. Il dispacciamento prioritario non si applica più dalla data in cui l'impianto di generazione è oggetto di modifiche significative, ossia almeno quando è necessario un nuovo contratto di connessione o quando si incrementa la capacità di generazione.
5. Il dispacciamento prioritario non compromette la gestione in sicurezza del sistema elettrico, non serve per giustificare la riduzione delle capacità transfrontaliere al di là di quanto previsto all'articolo 14 e si basa su criteri trasparenti e non discriminatori.

Articolo 12

Ridispacciamento e riduzione

1. La riduzione e il ridispacciamento della generazione, come anche il ridispacciamento della gestione della domanda, si basano su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.
2. Le risorse ridotte o ridispacciate sono selezionate tra gli impianti di generazione o di consumo che trasmettono offerte di riduzione o ridispacciamento, mediante meccanismi di mercato e sono finanziariamente compensate. Si ricorre alla riduzione e al ridispacciamento della generazione o al ridispacciamento della gestione della domanda non basati sul mercato solo in mancanza di alternative di mercato, o se tutte le risorse disponibili basate sul mercato sono state sfruttate oppure se il numero degli impianti di generazione o di consumo disponibili nella zona è troppo basso per assicurare una concorrenza effettiva. La fornitura di risorse di mercato è aperta a tutte le tecnologie di generazione, stoccaggio e gestione della domanda, anche agli operatori ubicati in altri Stati membri, salvo laddove non sia tecnicamente realizzabile.
3. I gestori responsabili dei sistemi riferiscono almeno una volta all'anno all'autorità di regolamentazione competente in merito alla riduzione o al ridispacciamento a scendere degli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o la cogenerazione ad alto rendimento e alle misure adottate per diminuire la necessità di tale riduzione o ridispacciamento a scendere in futuro. La riduzione o il ridispacciamento degli impianti di generazione che utilizzano fonti di energia

³⁹ 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).

rinnovabili o la cogenerazione ad alto rendimento sono oggetto di compensazione a norma del paragrafo 6.

4. Fatti salvi gli obblighi relativi all'affidabilità e alla sicurezza della rete, basati su criteri trasparenti e non discriminatori definiti dalle autorità nazionali competenti, i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione:
 - (a) assicurano la capacità delle reti di trasmettere e distribuire l'energia elettrica da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento con il minimo possibile di riduzione o ridispacciamento; ciò non impedisce di tener conto nella pianificazione della rete di una riduzione/ridispacciamento in misura limitata laddove ne sia dimostrata la maggiore efficienza economica e non superi il 5% della capacità installata da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento nella zona;
 - (b) adottano misure operative adeguate riguardanti le reti e il mercato al fine di ricorrere il meno possibile alla riduzione e al ridispacciamento al ribasso dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento.
5. Laddove si ricorra al ridispacciamento a scendere o alle riduzioni non basati sul mercato, si applicano i seguenti principi:
 - (a) gli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili sono soggetti al ridispacciamento a scendere/alla riduzione solo in mancanza di alternative o se queste comportano costi sproporzionati o rischi per la sicurezza della rete;
 - (b) gli impianti di generazione che impiegano la cogenerazione ad alto rendimento sono soggetti al ridispacciamento a scendere/alla riduzione solo se, a parte il ridispacciamento a scendere/la riduzione degli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili, non vi sono alternative o se queste comportano costi sproporzionati o rischi per la sicurezza della rete;
 - (c) l'energia elettrica autoprodotta da impianti che impiegano fonti di energia rinnovabili o la cogenerazione ad alto rendimento non immessa nella rete di trasporto o di distribuzione non è ridotta a meno che nessun'altra soluzione permetta di risolvere problemi connessi alla sicurezza delle reti;
 - (d) il ridispacciamento a scendere/la riduzione di cui alle lettere da a) a c) sono debitamente giustificati in modo trasparente. La giustificazione è inserita nella relazione di cui al paragrafo 3.
6. Quando la riduzione/il ridispacciamento non sono basati sul mercato, sono oggetto di compensazione finanziaria da parte del gestore di sistema che chiede la riduzione/il ridispacciamento al titolare della generazione ridotta o ridispacciata o all'impianto di consumo. La compensazione finanziaria è almeno equivalente al valore più alto dei seguenti elementi:
 - (a) costi di gestione supplementari causati dalla riduzione/dal ridispacciamento, quali costi supplementari del combustibile in caso di ridispacciamento a salire o della fornitura di calore di riserva in caso di ridispacciamento a scendere/riduzione degli impianti di generazione che impiegano la cogenerazione ad alto rendimento;

- (b) il 90% delle entrate nette derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima che l'impianto di generazione o di consumo avrebbe creato senza la richiesta di riduzione/ridispacciamento. Se agli impianti di generazione o consumo è concesso un sostegno finanziario in base al volume di energia elettrica generata o consumata, la perdita di sostegno finanziario è considerata parte delle entrate nette.

Capo III

Accesso alle reti e gestione della congestione

SEZIONE 1

ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ

Articolo 13

Definizione delle zone di offerta

1. I confini tra le zone di offerta sono tracciati in base alle congestioni strutturali a lungo termine nella rete di trasmissione e le zone di offerta non contengono tali congestioni. Le zone di offerta nell'Unione sono configurate in modo da ottimizzare l'efficienza economica e le opportunità commerciali transfrontaliere preservando nel contempo la sicurezza dell'approvvigionamento.
2. Ogni zona di offerta dovrebbe essere equivalente a una zona di prezzo di sbilanciamento.
3. Ai fini della definizione ottimale delle zone di offerta in territori geografici strettamente interconnessi, si procede ad un riesame delle suddette. Il riesame comprende un'analisi coordinata della configurazione delle zone di offerta cui partecipano i portatori d'interesse di tutti gli Stati membri interessati, secondo la procedura di cui agli articoli da 32 a 34 del regolamento (UE) 2015/1222. L'Agenzia approva e può chiedere di apportare modifiche alla metodologia e alle ipotesi impiegate nel processo di riesame delle zone di offerta e nelle configurazioni alternative della zona di offerta considerata.
4. I gestori dei sistemi di trasmissione che partecipano al riesame delle zone di offerta presentano alla Commissione una proposta sull'eventualità di mantenere o modificarne la configurazione. In base alla proposta la Commissione adotta la decisione di mantenere o modificare la configurazione delle zone di offerta al più tardi *[al massimo 6 mesi dopo l'entrata in vigore del presente regolamento, la data specifica sarà inserita dall'OP]* o entro sei mesi dalla conclusione della configurazione delle zone di offerta avviata a norma dell'articolo 32, paragrafo 1, lettere a), b) o c) del regolamento (UE) 2015/1222, se la data è posteriore.

5. La decisione di cui al paragrafo 4 si basa sul risultato del riesame delle zone di offerta e sulla proposta di mantenimento o modifica presentata dai gestori dei sistemi di trasmissione. La decisione è motivata, in particolare per quanto riguarda eventuali scostamenti dal risultato del riesame delle zone di offerta.
6. Se sono avviati riesami ulteriori delle zone di offerta a norma dell'articolo 32, paragrafo 1, lettera a), b) o c), del regolamento (UE) 2015/1222, la Commissione può adottare una decisione entro sei mesi dalla conclusione di tale riesame.
7. La Commissione consulta i portatori d'interesse in merito alle decisioni che prende a norma del presente articolo prima di adottarle.
8. La decisione della Commissione specifica la data di applicazione delle modifiche. La data di applicazione coniuga l'esigenza di rapidità con considerazioni pratiche, tra cui la contrattazione a termine dell'energia elettrica. Nell'ambito della decisione la Commissione può definire opportune disposizioni transitorie.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

Articolo ~~1416~~

Principi generali di allocazione della capacità e di gestione della congestione

1. I problemi di congestione della rete sono risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori ~~del sistema dei sistemi~~ di trasmissione. I problemi di congestione della rete sono risolti ~~di preferenza~~ con metodi non connessi alle transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato. ⇒ Nell'adottare misure operative per assicurare il permanere dello stato normale del sistema, il gestore del sistema di trasmissione tiene conto dell'effetto di tali misure sulle zone di controllo limitrofe e le coordina con altri gestori dei sistemi di trasmissione interessati a norma del regolamento (UE) 1222/2015. ⇐
2. Le procedure di  riduzione  ~~decurtazione~~ delle transazioni commerciali sono utilizzate soltanto in situazioni di emergenza, quando il gestore del sistema di trasmissione è costretto ad intervenire celermente e non sono possibili il ridispacciamento o gli scambi compensativi (*countertrading*). Le eventuali procedure adottate al riguardo si applicano in maniera non discriminatoria. Salvo in caso di forza maggiore, i soggetti partecipanti al mercato cui è stata assegnata una capacità sono compensati per l'eventuale  riduzione  ~~decurtazione~~.
3. La capacità massima delle interconnessioni e/o delle reti di trasmissione riguardanti i flussi transfrontalieri è posta a disposizione dei soggetti partecipanti al mercato compatibilmente con le norme di sicurezza per il funzionamento della rete. ⇒ Per sfruttare al massimo le capacità disponibili si ricorre agli scambi compensativi e al

ridispacciamento, anche transfrontaliero, salvo se ne è dimostrata l'inefficienza economica a livello unionale. ⇐

↓ nuovo

4. Le capacità sono assegnate solo tramite aste esplicite della capacità o aste implicite che comprendono sia la capacità che l'energia. I due metodi possono coesistere per la stessa interconnessione. Per gli scambi infragiornalieri si ricorre alla contrattazione continua, che può essere integrata da aste.
5. Sono accettate le offerte, implicite o esplicite presentate in un determinato orizzonte temporale, che presentano il valore più elevato. Tranne nel caso di nuove interconnessioni che godono di un'esenzione ai sensi dell'articolo 7 del regolamento (CE) n. 1228/2003, dell'articolo 17 del regolamento (CE) n.714/2009 o dell'articolo 59, non è autorizzata la determinazione dei prezzi di riserva nei metodi di allocazione della capacità.
6. La capacità può essere oggetto di scambio sul mercato secondario, a condizione che il gestore del sistema di trasmissione sia informato con sufficiente anticipo. Se rifiuta uno scambio (transazione) secondario, il gestore del sistema di trasmissione notifica e spiega chiaramente e in modo trasparente questo rifiuto a tutti i partecipanti al mercato e informa l'autorità di regolamentazione.
7. I gestori dei sistemi di trasmissione non limitano il volume della capacità di interconnessione che deve essere messa a disposizione di altri partecipanti per risolvere un problema di congestione sorto all'interno della loro zona di controllo o come strumento di gestione dei flussi sul confine tra due zone di controllo osservati anche in assenza di transazioni, ossia flussi su zone di controllo dovuti all'origine e alla destinazione all'interno di una stessa zona di controllo.

Su richiesta del gestore del sistema di trasmissione, l'autorità di regolamentazione competente può concedere una deroga al primo comma se necessaria per mantenere la sicurezza operativa o se è economicamente efficiente a livello unionale. La deroga, che non può riguardare la riduzione di capacità già assegnate a norma del paragrafo 5, è limitata nel tempo, strettamente limitata al necessario ed evita discriminazioni fra gli scambi interni e interzonalari. Prima di concedere una deroga l'autorità di regolamentazione competente consulta le autorità di regolamentazione degli altri Stati membri facenti parte della regione interessata dal calcolo della capacità. Se un'autorità di regolamentazione non è d'accordo con la deroga proposta, l'Agenzia decide in merito ai sensi dell'articolo 6, paragrafo 8, lettera a) [rifusione del regolamento (CE) n. 713/2009, proposta COM(2016) 863/2]. La giustificazione e i motivi della deroga sono resi pubblici. Se è concessa una deroga, i gestori del sistema di trasmissione interessati elaborano e pubblicano una metodologia e progetti che offrono una soluzione a lungo termine al problema oggetto della deroga. La deroga si estingue allo scadere del termine oppure una volta applicata la soluzione, se la data di quest'ultima è precedente.

~~4.8.~~ I soggetti partecipanti al mercato informano i gestori dei sistemi di trasmissione ~~del sistema di trasmissione~~ interessati, in un periodo di tempo ragionevole prima del relativo periodo di esercizio di trasmissione, se intendono utilizzare la capacità assegnata. Le capacità assegnate che non vengono utilizzate sono riassegnate al mercato in modo aperto, trasparente e non discriminatorio.

~~5.9.~~ I gestori dei sistemi ~~del sistema~~ di trasmissione effettuano, per quanto tecnicamente possibile, la compensazione con le domande di capacità per flussi di energia elettrica in direzione opposta sulla linea di interconnessione sulla quale esiste congestione onde utilizzare questa linea alla sua capacità massima. Tenendo pienamente conto della sicurezza delle reti, le transazioni che alleviano la situazione di congestione non sono mai rifiutate.

10. Le conseguenze finanziarie di un inadempimento agli obblighi connessi all'allocazione di capacità sono a carico dei responsabili dell'inadempimento. Quando i soggetti partecipanti al mercato non utilizzano la capacità che si sono impegnati ad utilizzare o, nel caso di capacità oggetto di un'asta esplicita, non procedono a scambi secondari o non ripristinano la capacità a tempo debito, perdono i loro diritti di utilizzo di detta capacità e versano una penale commisurata ai costi. Ogni penale commisurata ai costi imposta in caso di mancata utilizzazione di capacità è giustificata e proporzionata. Se non adempiono i loro obblighi, i gestori dei sistemi di trasmissione sono tenuti a compensare i soggetti partecipanti al mercato per la perdita dei diritti di utilizzo di capacità. A tal fine le perdite indirette non sono prese in considerazione. I concetti e i metodi principali per determinare le responsabilità in caso di inadempimento degli obblighi sono definiti anticipatamente con riferimento alle conseguenze finanziarie e sottoposti a esame da parte delle autorità nazionali di regolamentazione competenti.

Articolo 15

Allocazione della capacità interzonale fra diversi orizzonti temporali

1. I gestori dei sistemi di trasmissione ricalcolano la capacità interzonale disponibile almeno dopo gli orari di chiusura dei mercati del giorno prima e infragiornaliero interzonale. I gestori dei sistemi di trasmissione allocano la capacità interzonale disponibile più l'eventuale capacità interzonale residua non allocata in precedenza e l'eventuale capacità interzonale rilasciata dai detentori di diritti fisici di trasmissione delle precedenti allocazioni nel successivo processo di allocazione della capacità interzonale.
2. La capacità interzonale che è disponibile dopo l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale è utilizzata dai gestori dei sistemi di trasmissione per lo

scambio di energia di bilanciamento o per la gestione del processo di compensazione dello sbilanciamento.

3. I gestori dei sistemi di trasmissione utilizzano le metodologie elaborate nei codici di rete e negli orientamenti in materia di bilanciamento, se del caso, per assegnare la capacità interzonale per lo scambio di capacità di bilanciamento o la condivisione delle riserve a norma dell'articolo 5, paragrafi 4 e 7.
4. I gestori dei sistemi di trasmissione non aumentano il margine operativo di trasmissione calcolato a norma del regolamento (UE) 2015/1222 a causa dello scambio della capacità di bilanciamento o della condivisione delle riserve.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

SEZIONE 2

⊗ CORRISPETTIVI DI RETE E RENDITA DI CONGESTIONE ⊗

Articolo ~~16~~

Corrispettivi di accesso alle reti

1. I corrispettivi applicati dai gestori della rete per l'accesso alla rete ⇒, compresi i corrispettivi per la connessione alla rete, per l'utilizzo della rete e, ove applicabile, per il potenziamento della rete, ⇐ sono trasparenti, tengono conto della necessità di garantire la sicurezza della rete ⇒ e la sua flessibilità ⇐ e danno riscontro ai costi effettivi sostenuti, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio. ⇒ In particolare, essi sono applicati in modo da non operare discriminazioni, positive o negative, tra la produzione connessa a livello di distribuzione e la produzione connessa a livello di trasmissione. Essi non sono discriminatori nei confronti dello stoccaggio dell'energia e non costituiscono un disincentivo alla partecipazione alla gestione della domanda. Fatto salvo il paragrafo 3, ⇐ ~~t~~ Tali corrispettivi non sono calcolati in funzione della distanza.

↓ nuovo

2. Le tariffe accordano incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza (compresa l'efficienza energetica), promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere gli investimenti e le attività di ricerca correlate.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

~~2.3.~~ Se opportuno, il livello delle tariffe applicate ai produttori e/o ai consumatori prevede segnali differenziati per località a livello di Unione ~~comunitario~~ e tiene conto dell'entità delle perdite di rete e della congestione causate e dei costi di investimento nell'infrastruttura.

~~3.4.~~ Nella fissazione dei corrispettivi di accesso alla rete si tiene conto di quanto segue:

- (a) i versamenti e gli introiti derivanti dal meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi ~~del sistema~~ di trasmissione;
- (b) i versamenti effettivi effettuati e percepiti nonché i versamenti attesi per periodi futuri, stimati sulla base dei periodi passati.

~~4.5.~~ La fissazione dei corrispettivi di accesso alla rete ai sensi del presente articolo lascia impregiudicati i corrispettivi ~~sulle esportazioni dichiarate e sulle importazioni dichiarate~~ risultanti dalla gestione della congestione di cui all'articolo ~~1416~~.

~~5.6.~~ Non è previsto un corrispettivo specifico di rete su singole transazioni commerciali per scambi transfrontalieri ~~flussi in transito dichiarate~~ di energia elettrica.

↓ nuovo

7. Le tariffe di distribuzione rispecchiano i costi di utilizzo della rete di distribuzione da parte degli utenti del sistema, che comprendono i clienti attivi, e possono essere differenziate sulla base dei profili di consumo o di generazione di tali utenti. Nei casi in cui gli Stati membri hanno introdotto sistemi di misurazione intelligenti, le autorità di regolamentazione possono introdurre tariffe di rete orarie, che riflettano l'utilizzo della rete, in modo trasparente e prevedibile per il consumatore.

8. Le autorità di regolamentazione forniscono incentivi ai gestori dei sistemi di distribuzione perché possano procurarsi i servizi per la gestione e lo sviluppo delle loro reti e integrare soluzioni innovative nei sistemi di distribuzione. A tal fine, le autorità di regolamentazione considerano ammissibili tutti i costi pertinenti e li includono nelle tariffe di distribuzione; esse introducono inoltre obiettivi di prestazione allo scopo di incentivare i gestori dei sistemi di distribuzione ad aumentare l'efficienza delle rispettive reti, compresa l'efficienza energetica.

9. Entro [*Per l'Ufficio delle pubblicazioni: inserire la data specifica – tre mesi dopo l'entrata in vigore*] l'Agenzia rivolge alle autorità di regolamentazione una raccomandazione sulla convergenza progressiva delle metodologie di tariffazione per la trasmissione e la distribuzione. Tale raccomandazione riguarda almeno:

- (a) il rapporto tra le tariffe applicate ai produttori e le tariffe applicate ai consumatori;
- (b) i costi da recuperare mediante le tariffe;

- (c) le tariffe di rete orarie;
 - (d) i segnali differenziati per località;
 - (e) il rapporto tra le tariffe di trasmissione e le tariffe di distribuzione, compresi i principi relativi alla non discriminazione;
 - (f) i metodi per assicurare la trasparenza nella fissazione delle tariffe e nella loro struttura;
 - (g) i gruppi di utenti della rete soggetti a tariffe, comprese le esenzioni tariffarie.
10. Fatta salva l'ulteriore armonizzazione mediante atti delegati a norma dell'articolo 55, paragrafo 1, lettera k), le autorità di regolamentazione tengono debitamente conto della raccomandazione dell'Agenzia al momento dell'approvazione o della fissazione delle tariffe di trasmissione o delle relative metodologie a norma dell'articolo 59, paragrafo 6, lettera a), della [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2].
11. L'Agenzia controlla l'attuazione della raccomandazione e presenta una relazione alla Commissione entro il 31 gennaio di ogni anno. Essa aggiorna la raccomandazione almeno una volta ogni due anni.

Articolo 17

Rendita di congestione

1. Le procedure di gestione della congestione associate a un periodo prestabilito possono generare entrate soltanto se si verifica una congestione in quel determinato periodo, tranne nel caso di nuovi interconnettori che beneficiano di una deroga a norma dell'articolo 7 del regolamento (CE) n. 1228/2003, dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 714/2009 o dell'articolo 59. La procedura di ripartizione di tali proventi è oggetto di riesame da parte delle autorità di regolamentazione e non distorce il processo di allocazione a favore di una parte che chiede capacità o energia né costituisce un disincentivo a ridurre la congestione.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

~~2.6.~~ I proventi derivanti dall'allocazione della capacità di interconnessione sono utilizzati per i seguenti scopi:

- (a) per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata; ~~e/o~~
- (b) per mantenere o aumentare le capacità di interconnessione attraverso investimenti nella rete, in particolare nei nuovi interconnettori.

Se non possono essere utilizzati efficientemente ai fini di cui alle lettere a) ~~e/o~~ b) del primo comma, ⇒ i proventi sono collocati su una linea contabile interna distinta per

~~un uso futuro a questi fini. ⇐ i proventi possono essere utilizzati, fatta salva l'approvazione da parte delle autorità di regolamentazione degli Stati membri interessati, per un importo massimo che dovrà essere determinato da dette autorità di regolamentazione, quali proventi di cui le autorità di regolamentazione devono tener conto in sede di approvazione del metodo di calcolo delle tariffe di rete e/o in sede fissazione di dette tariffe.~~

~~I proventi restanti sono collocati su una linea contabile interna distinta fino al momento in cui possono essere utilizzati ai fini di cui alle lettere a) e/o b), del primo comma. L'autorità di regolamentazione informa l'Agenzia dell'approvazione di cui al secondo comma.~~

⇓ nuovo

3. L'utilizzo dei proventi conformemente al paragrafo 2, lettere a) e b), avviene secondo una metodologia proposta dall'Agenzia e approvata dalla Commissione. La proposta dell'Agenzia è trasmessa alla Commissione entro [*Per l'Ufficio delle pubblicazioni: 12 mesi dopo l'entrata in vigore*] e approvata entro sei mesi.

L'Agenzia può aggiornare la metodologia di propria iniziativa o su richiesta della Commissione, la quale approva la metodologia aggiornata entro sei mesi dalla sua presentazione.

Prima della trasmissione alla Commissione, l'Agenzia effettua una consultazione sulla metodologia a norma dell'articolo 15 [rifusione del regolamento (CE) n. 713/2009, proposta da COM(2016) 863/2].

La metodologia descrive dettagliatamente almeno le condizioni alle quali i proventi possono essere utilizzati ai fini del paragrafo 2, lettere a) e b), nonché a quali condizioni e per quanto tempo possono essere collocati su una linea contabile interna distinta per un uso futuro a questi fini.

4. I gestori dei sistemi di trasmissione stabiliscono chiaramente in anticipo in che modo sarà utilizzata l'eventuale rendita di congestione e riferiscono in merito all'utilizzo effettivo di tale rendita. Ogni anno, entro il 31 luglio, le autorità nazionali di regolamentazione pubblicano una relazione che indica l'importo dei proventi relativi al periodo di 12 mesi che termina il 30 giugno dello stesso anno e il modo in cui tali proventi sono stati utilizzati, compresi i progetti specifici per i quali la rendita è stata utilizzata e la rendita collocata su una linea contabile distinta, insieme alla verifica della conformità di tale utilizzo al presente regolamento e alla metodologia elaborata a norma del paragrafo 3.

Capo IV

Adeguatezza delle risorse

Articolo 18

Adeguatezza delle risorse

1. Gli Stati membri vigilano sull'adeguatezza delle risorse nel loro territorio sulla base della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse di cui all'articolo 19.
2. Se dalla valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse emerge un motivo di preoccupazione su questo aspetto, gli Stati membri individuano le eventuali distorsioni normative che hanno dato adito o contribuito a dar adito alla preoccupazione.
3. Gli Stati membri pubblicano un calendario per l'adozione delle misure volte ad eliminare le distorsioni normative individuate. Nel far fronte alle preoccupazioni concernenti l'adeguatezza delle risorse, gli Stati membri in particolare considerano la rimozione delle distorsioni normative, l'applicazione di prezzi che riflettono la scarsità, lo sviluppo dell'interconnessione, lo stoccaggio dell'energia, le misure sul versante della domanda e l'efficienza energetica.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

Articolo 19

⊗ Valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse ⊗

~~4.1. ⇒ La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse ⇐ Le prospettive sull'adeguatezza delle capacità di produzione europea di cui al paragrafo 3, lettera b), coprono~~ copre l'adeguatezza generale del sistema a fronte della domanda di energia elettrica esistente e prevista ⇒ per un periodo di dieci anni dalla data di detta valutazione, su base annua. ⇐ per il periodo di cinque anni successivo nonché per il periodo tra cinque e quindici anni dalla data di dette prospettive. Le prospettive europee sull'adeguatezza delle capacità di produzione sono basate sulle prospettive nazionali sull'adeguatezza delle capacità di produzione preparate dai singoli gestori del sistema di trasmissione.

2. Entro [Per l'Ufficio delle pubblicazioni: sei mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento], l'ENTSO-E presenta all'Agenzia un progetto di metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse in base ai principi di cui al paragrafo 4.
3. I gestori dei sistemi di trasmissione forniscono all'ENTSO-E i dati di cui ha bisogno per effettuare ogni anno la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse. L'ENTSO-E effettua la valutazione ogni anno.
4. La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse è basata su una metodologia volta ad assicurare che la valutazione:
 - (a) sia effettuata a livello di zona di offerta e riguardi come minimo tutti gli Stati membri;
 - (b) sia basata su scenari adeguati di proiezione della domanda e dell'offerta comprensivi di una valutazione economica della probabilità del ritiro, della creazione di nuovi mezzi di generazione e di misure finalizzate al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e degli adeguati aspetti sensibili concernenti i prezzi all'ingrosso e l'evoluzione dei prezzi del carbonio;
 - (c) tenga debitamente conto del contributo di tutte le risorse, comprese la generazione esistente e futura, lo stoccaggio dell'energia, la gestione della domanda e le possibilità di importazione ed esportazione, nonché del loro contributo alla gestione flessibile del sistema;
 - (d) preveda la probabile incidenza delle misure di cui all'articolo 18, paragrafo 3;
 - (e) includa scenari senza i meccanismi di regolazione della capacità esistenti o pianificati;
 - (f) sia basata su un modello di mercato che utilizza, se del caso, l'approccio basato sul flusso;
 - (g) applichi calcoli probabilistici;
 - (h) applichi almeno i seguenti indicatori:
 - “energia prevista non fornita” e
 - “previsione di perdita di carico”;
 - (i) individui le fonti delle possibili preoccupazioni circa l'adeguatezza delle risorse, indicando in particolare se si tratta di una contingenza relativa alla rete, alle risorse o a entrambe.
5. Entro [Per l'Ufficio delle pubblicazioni: sei mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento], l'ENTSO-E presenta all'Agenzia un progetto di metodologia per il calcolo:

- (a) del valore del carico perso;
 - (b) del “costo di nuovo ingresso” per la generazione o la gestione della domanda; e
 - (c) del parametro di affidabilità espresso come “energia prevista non fornita” e “previsione di perdita di carico”.
6. Le proposte di cui ai paragrafi 2 e 5 e i risultati della valutazione europea dell’adeguatezza delle risorse di cui al paragrafo 3 sono soggetti a consultazione preliminare e approvazione dell’Agenzia secondo la procedura di cui all’articolo 22.

Articolo 20

Parametro di affidabilità

1. Nell’applicare i meccanismi di regolazione della capacità, gli Stati membri prevedono un parametro di affidabilità che indica il livello desiderato di sicurezza dell’approvvigionamento in modo trasparente.
2. Il parametro di affidabilità è stabilito dall’autorità nazionale di regolamentazione sulla base della metodologia di cui all’articolo 19, paragrafo 5.
3. Il parametro di affidabilità è calcolato utilizzando il valore del carico perso e il costo di nuovo ingresso in un determinato periodo.
4. I parametri che determinano il quantitativo di capacità che s’intende ottenere nel meccanismo di regolazione della capacità sono approvati dall’autorità nazionale di regolamentazione.

Articolo 21

Partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di regolazione della capacità

1. I meccanismi diversi dalle riserve strategiche sono aperti alla partecipazione diretta dei fornitori di capacità ubicati in un altro Stato membro, a condizione che vi sia una connessione di rete tra tale Stato membro e la zona di offerta che applica il meccanismo.
2. Gli Stati membri assicurano che la capacità estera in grado di fornire prestazioni tecniche equivalenti a quelle della capacità nazionale abbia la possibilità di partecipare allo stesso processo concorrenziale della capacità nazionale.
3. Gli Stati membri non impediscono alla capacità che si trova sui rispettivi territori di partecipare ai meccanismi di regolazione della capacità di altri Stati membri.
4. La partecipazione transfrontaliera a meccanismi di regolazione della capacità negoziati sui mercati non cambia, modifica o incide in altro modo sulle programmazioni interzonal e i flussi fisici fra Stati membri, che sono determinati esclusivamente dall’esito dell’allocazione della capacità a norma dell’articolo 14.

5. I fornitori di capacità possono partecipare a più meccanismi per lo stesso periodo di consegna. Essi sono soggetti a pagamenti per indisponibilità in caso di indisponibilità, e sono altresì soggetti a due o più pagamenti per indisponibilità in caso di concomitante scarsità in due o più zone di offerta in cui il fornitore di capacità è contrattualmente impegnato.
6. I centri operativi regionali istituiti a norma dell'articolo 32 calcolano ogni anno la capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione della capacità estera, tenendo conto della disponibilità di interconnessione prevista e della pressione cui potrebbero essere sottoposti il sistema in cui il meccanismo è applicato e quello in cui si trova la capacità estera. È necessario un calcolo per ogni confine tra zone di offerta.
7. Gli Stati membri assicurano che la capacità in entrata di cui al paragrafo 6 sia allocata a fornitori di capacità ammissibili in modo trasparente, non discriminatorio e secondo criteri di mercato.
8. Le eventuali differenze tra il costo della capacità estera e il costo della capacità nazionale derivanti dall'allocazione di cui al paragrafo 7 ricadono sui gestori dei sistemi di trasmissione e sono ripartite tra di loro conformemente alla metodologia di cui al paragrafo 10, lettera b). I gestori dei sistemi di trasmissione utilizzano tali proventi per i fini di cui all'articolo 17, paragrafo 2.
9. Il gestore del sistema di trasmissione in cui si trova la capacità estera:
 - (a) stabilisce se i fornitori di capacità interessati possono fornire le prestazioni tecniche richieste dal meccanismo di regolazione della capacità al quale intendono partecipare e li iscrive nel registro come fornitori di capacità ammissibili.
 - (b) esegue se del caso verifiche della disponibilità.
10. Entro [Per l'Ufficio delle pubblicazioni: *dodici mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento*], l'ENTSO-E presenta all'Agenzia:
 - (a) una metodologia per il calcolo della capacità in entrata massima per la partecipazione transfrontaliera di cui al paragrafo 6;
 - (b) una metodologia per la ripartizione dei proventi di cui al paragrafo 8;
 - (c) le norme comuni per l'esecuzione delle verifiche della disponibilità di cui al paragrafo 9, lettera b);
 - (d) le norme comuni per determinare quando è dovuto il pagamento per indisponibilità;
 - (e) i termini per la tenuta del registro di cui al paragrafo 9, lettera a);
 - (f) le norme comuni per individuare la capacità ammessa a partecipare di cui al paragrafo 9, lettera a).

La proposta è soggetta a consultazione preliminare e approvazione dell’Agenzia secondo la procedura stabilita all’articolo 22.

11. L’Agenzia verifica se le capacità sono state calcolate secondo la metodologia di cui al paragrafo 10, lettera a).
12. Le autorità nazionali di regolamentazione provvedono affinché la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di regolazione della capacità sia organizzata in modo efficace e non discriminatorio. Esse prevedono in particolare disposizioni amministrative adeguate per l’esecuzione forzata dei pagamenti per indisponibilità a livello transfrontaliero.
13. Le capacità allocate di cui al paragrafo 7 sono trasferibili tra i fornitori di capacità ammissibili. I fornitori di capacità ammissibili notificano eventuali trasferimenti nel registro di cui al paragrafo 9, lettera a).
14. Entro [Per l’Ufficio delle pubblicazioni: *due anni dall’entrata in vigore del presente regolamento*] l’ENTSO-E istituisce e tiene il registro di cui al paragrafo 9. Il registro è aperto a tutti i fornitori di capacità ammissibili, ai sistemi che applicano i meccanismi e ai relativi gestori dei sistemi di trasmissione.

Articolo 22

Procedura di approvazione

1. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente articolo, la procedura di cui ai paragrafi da 2 a 4 si applica all’approvazione di una proposta presentata dall’ENTSO-E.
2. Prima di presentare la proposta, l’ENTSO-E conduce un processo di consultazione che coinvolge tutte le parti interessate, le autorità nazionali di regolamentazione e altre autorità nazionali.
3. Entro tre mesi dalla data di ricevimento, l’Agenzia approva la proposta o la modifica. In quest’ultimo caso, essa consulta l’ENTSO-E prima di adottare la proposta modificata. La proposta adottata è pubblicata sul sito web dell’Agenzia al più tardi tre mesi dopo la data di ricevimento dei documenti proposti.
4. L’Agenzia può chiedere di modificare la proposta approvata in qualsiasi momento. Entro sei mesi dalla richiesta, l’ENTSO-E presenta all’Agenzia un progetto delle modifiche proposte. Entro tre mesi dalla data di ricevimento del progetto, l’Agenzia modifica o approva le modifiche e le pubblica sul suo sito web.

Articolo 23

Principi di concezione per i meccanismi di regolazione della capacità

1. Per rispondere alle preoccupazioni che permangono dopo l’applicazione delle misure di cui all’articolo 18, paragrafo 3, gli Stati membri possono introdurre meccanismi di

regolazione della capacità, fatte salve le disposizioni del presente articolo e le norme dell'Unione in materia di aiuti di stato.

2. Gli Stati membri che desiderano attuare un meccanismo di regolazione della capacità si consultano sul meccanismo proposto almeno con gli Stati membri confinanti ai cui sistemi elettrici sono connessi.
3. I meccanismi di regolazione della capacità non danno luogo a inutili distorsioni del mercato e non limitano il commercio transfrontaliero. La quantità di capacità impegnata nel meccanismo non è superiore a quanto necessario per affrontare il motivo di preoccupazione.
4. La capacità di generazione per la quale è stata presa una decisione d'investimento finale dopo il [Per l'Ufficio delle pubblicazioni: *entrata in vigore*] è ammessa a partecipare al meccanismo di regolazione della capacità solo se le relative emissioni sono inferiori a 550 gr di CO₂/kWh. Le capacità di generazione con emissioni pari o superiori a 550 gr di CO₂/kWh non sono impegnate nei meccanismi di regolazione della capacità cinque anni dopo l'entrata in vigore del presente regolamento.
5. Se la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse non individua un motivo di preoccupazione concernente l'adeguatezza delle risorse, gli Stati membri non applicano meccanismi di regolazione della capacità.

Articolo 24

Meccanismi esistenti

Gli Stati membri che al [per l'Ufficio delle pubblicazioni: *entrata in vigore del presente regolamento*] applicano meccanismi di regolazione della capacità li adattano per conformarsi agli articoli 18, 21 e 23 del presente regolamento.

↓ 714/2009 (adattato)

Capo V

⊠ Gestione del sistema di trasmissione ⊠

Articolo 25

Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica

1. ~~Tutti i~~ gestori ⊠ dei sistemi ⊠ ~~del sistema~~ di trasmissione cooperano a livello ⊠ dell'Unione ⊠ comunitario mediante ⊠ l'ENTSO-E ⊠ ~~la REGST dell'energia elettrica~~ allo scopo di promuovere il completamento e il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica come pure gli scambi transfrontalieri e di garantire una gestione ottimale

e coordinata e un'evoluzione tecnica soddisfacente della rete europea di trasmissione dell'energia elettrica.

↓ nuovo

2. Nell'esercizio delle sue funzioni nel quadro del diritto dell'Unione, l'ENTSO-E agisce nell'interesse dell'Europa e indipendentemente dai singoli interessi nazionali o dagli interessi nazionali dei gestori dei sistemi di trasmissione e contribuisce al conseguimento efficiente e sostenibile degli obiettivi definiti nel quadro delle politiche per il clima e l'energia per il periodo dal 2020 al 2030, in particolare contribuendo all'integrazione efficiente dell'energia elettrica generata a partire da fonti rinnovabili e all'aumento dell'efficienza energetica.

↓ 714/2009 (adattato)

⇒ nuovo

Articolo ~~265~~

Istituzione ~~di~~ dell'ENTSO-E ~~di~~ della REGST dell'energia elettrica

1. ~~Entro il 3 marzo 2011, i~~ gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica presentano alla Commissione e all'Agenzia un progetto di statuto, un elenco dei membri e un progetto di regolamento interno, comprese le norme procedurali per la consultazione di altre parti interessate, ~~di~~ dell'ENTSO-E ~~di~~ della REGST dell'energia elettrica.
2. Entro due mesi dal giorno di ricevimento di queste informazioni, l'Agenzia, dopo aver consultato formalmente le organizzazioni che rappresentano tutte le parti interessate, in particolare gli utenti del sistema, compresi i ~~di~~ clienti ~~di~~ consumatori, trasmette alla Commissione un parere sul progetto di statuto, un elenco dei membri e il progetto di regolamento interno.
3. La Commissione formula il suo parere sul progetto di statuto, sull'elenco dei membri e sul progetto di regolamento interno tenendo conto del parere dell'Agenzia di cui al paragrafo 2 e nei tre mesi successivi al giorno di ricevimento del parere dell'Agenzia.
4. Entro tre mesi dal giorno di ricevimento del parere ~~di~~ favorevole ~~di~~ della Commissione, i gestori dei sistemi di trasmissione costituiscono ~~di~~ l'ENTSO-E ~~di~~ la REGST dell'energia elettrica e ne adottano e pubblicano lo statuto e il regolamento interno.

↓ nuovo

5. I documenti di cui al paragrafo 1 sono trasmessi alla Commissione e all'Agenzia nel caso in cui vengano modificati o su richiesta motivata della Commissione o dell'Agenzia. L'Agenzia e la Commissione formulano un parere in conformità ai paragrafi da 2 a 4.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

Articolo ~~27~~⁸

Compiti dell'ENTSO-E ~~della REGST dell'energia elettrica~~

~~1. La REGST dell'energia elettrica elabora codici di rete nei settori di cui al paragrafo 6 del presente articolo su richiesta della Commissione a norma dell'articolo 6, paragrafo 6.~~

~~2.1. L'ENTSO-E La REGST dell'energia elettrica~~ ⇒ dovrebbe ⇐:

a) elaborare ~~elabora~~ codici di rete nei settori di cui ~~al paragrafo 6~~ all'articolo 55, paragrafo 1, al fine di realizzare gli obiettivi di cui all'articolo ~~254~~; ~~qualora i codici in parola non si riferiscono a settori contemplati nella richiesta trasmessa dalla Commissione. Questi codici di rete sono trasmessi per parere all'Agenzia. Tale parere è debitamente tenuto in considerazione dalla REGST dell'energia elettrica.~~

~~3. La REGST dell'energia elettrica adotta:~~

b) adottare e pubblicare ogni due anni un piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello dell'Unione ~~comunitario~~ (piano di sviluppo della rete a livello dell'Unione ~~comunitario~~), ~~comprensivo di prospettive sull'adeguatezza delle capacità di produzione europea;~~

↓ nuovo

c) preparare e adottare proposte relative alla valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse a norma dell'articolo 19, paragrafi 2, 3 e 5, e relative alle specifiche tecniche per la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di regolazione della capacità a norma dell'articolo 21, paragrafo 10;

↓ 714/2009 (adattato)

~~⇒~~ d) adottare raccomandazioni in materia di coordinamento della cooperazione tecnica tra gestori ~~operatori~~ dei sistemi di trasmissione dell'Unione ~~della Comunità~~ e gestori ~~operatori~~ dei sistemi di trasmissione dei paesi terzi;

↓ nuovo

(e) adottare un quadro per la cooperazione e il coordinamento tra i centri operativi regionali;

(f) adottare una proposta che definisca la regione di gestione del sistema coperta da ciascun centro operativo regionale;

↓ 347/2013 (adattato)

⇒ nuovo

~~g)~~ adottare strumenti comuni di gestione della rete per garantire il coordinamento della gestione ~~del funzionamento~~ della rete in condizioni normali e di emergenza, compresa una classificazione comune degli incidenti, e piani di ricerca , incluso lo sviluppo di questi piani mediante un programma di ricerca efficiente . Gli strumenti indicano, tra l'altro:

- i) le informazioni, comprese le opportune informazioni relative al giorno successivo, infragiornaliere e in tempo reale, che servono per migliorare il coordinamento operativo, nonché la frequenza ottimale per la raccolta e lo scambio di tali informazioni;
- ii) la piattaforma tecnologica per lo scambio di informazioni in tempo reale e, ove opportuno, le piattaforme tecnologiche per la raccolta, il trattamento e la trasmissione delle altre informazioni di cui al punto i), nonché per l'attuazione delle procedure atte a migliorare il coordinamento operativo tra i gestori dei sistemi di trasmissione, affinché tale trasmissione si diffonda a livello di Unione;
- iii) il modo in cui i gestori dei sistemi di trasmissione mettono i dati operativi a disposizione degli altri gestori dei sistemi di trasmissione o di qualsiasi organismo debitamente autorizzato a sostenerli al fine di conseguire il coordinamento operativo, nonché dell'Agenzia; e
- iv) il fatto che i gestori dei sistemi di trasmissione designano un punto di contatto incaricato di rispondere ai quesiti degli altri gestori dei sistemi di trasmissione o di qualsiasi organismo debitamente autorizzato come indicato al punto iii), oppure dell'Agenzia, in merito a tali informazioni.

~~La REGST dell'energia elettrica trasmette le specifiche adottate di cui ai punti da i) a iv) all'Agenzia e alla Commissione entro il 16 maggio 2015.~~

~~Entro dodici mesi dall'adozione delle specifiche, l'Agenzia esprime un parere in cui valuta se esse contribuiscano in misura sufficiente alla promozione degli scambi transfrontalieri e alla garanzia di una gestione ottimale, di un esercizio coordinato, di un uso efficiente e di un'evoluzione tecnica adeguata della rete europea di trasmissione di energia elettrica.~~

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

~~d) h)~~ adottare un programma annuale di lavoro;

~~e) i)~~ adottare una relazione annuale;

~~j) f)~~ elaborare e adottare prospettive ⇒ stagionali ⇐ ~~annuali per il periodo estivo e invernale~~ sull'adeguatezza ~~delle capacità di produzione~~ a norma dell'articolo 9, paragrafo 2 [regolamento sulla preparazione ai rischi, proposto da COM(2016) 862] .

~~4. Le prospettive sull'adeguatezza delle capacità di produzione europea di cui al paragrafo 3, lettera b), coprono l'adeguatezza generale del sistema a fronte della domanda di energia elettrica esistente e prevista per il periodo di cinque anni successivo nonché per il periodo tra cinque e quindici anni dalla data di dette prospettive. Le prospettive europee sull'adeguatezza delle capacità di produzione sono basate sulle prospettive nazionali sull'adeguatezza delle capacità di produzione preparate dai singoli gestori del sistema di trasmissione.~~

↓ nuovo

2. L'ENTSO-E riferisce all'Agenzia in merito alle carenze individuate per quanto riguarda l'istituzione e le prestazioni dei centri operativi regionali.

3. L'ENTSO-E pubblica i verbali delle riunioni dell'assemblea, del consiglio di amministrazione e dei comitati e provvede alla pubblicazione periodica di informazioni sul processo decisionale utilizzato e sulle attività svolte.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

~~5. 4.~~ Il programma di lavoro annuale di cui al paragrafo ~~3~~ 1, lettera ~~d) h)~~ h) comprende un elenco e una descrizione dei codici di rete da elaborare, un piano di coordinamento della gestione della rete e le attività di ricerca e di sviluppo da realizzare nel corso dell'anno, corredati di calendario indicativo.

~~9.5.~~ L'ENTSO-E ~~La REGST dell'energia elettrica~~ mette a disposizione tutte le informazioni richieste dall'Agenzia per svolgere i suoi compiti ai sensi dell'articolo ~~299~~, paragrafo 1. ⇒ I gestori dei sistemi di trasmissione rendono disponibili tutte le informazioni necessarie affinché l'ENTSO-E possa svolgere i compiti di cui alla prima frase. ⇐

~~612.~~ Su richiesta della Commissione, l'ENTSO-E ~~la REGST dell'energia elettrica~~ fornisce alla Commissione il suo parere sull'adozione degli orientamenti, come previsto all'articolo ~~574e~~ 574e.

~~7. I codici di rete sono elaborati per le questioni transfrontaliere della rete e per le questioni relative all'integrazione del mercato e lasciano impregiudicati i diritti degli Stati membri di elaborare codici di rete nazionali che non influiscano sugli scambi transfrontalieri.~~

~~8. La REGST dell'energia elettrica controlla e analizza l'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti adottati dalla Commissione a norma dell'articolo 6, paragrafo 11, e il loro effetto sull'armonizzazione delle regole applicabili volte a facilitare l'integrazione del mercato. La REGST dell'energia elettrica riferisce quanto riscontrato all'Agenzia e include i risultati dell'analisi nella relazione annuale di cui al paragrafo 3, lettera e), del presente articolo.~~

Articolo ~~28~~¹⁰

Consultazioni

1. In occasione dell'elaborazione delle ~~⇒ proposte con riferimento ai compiti di cui all'articolo 27, paragrafo 1~~ ~~⇐ dei codici di rete, del progetto di piano di sviluppo della rete a livello comunitario e del programma di lavoro annuale di cui all'articolo 8, paragrafi 1, 2 e 3,~~ l'ENTSO-E ~~la REGST dell'energia elettrica~~ conduce un ampio processo di consultazione, in una fase iniziale e in modo ~~approfondito,~~ aperto e trasparente, coinvolgendo tutte le parti interessate ~~tutti i partecipanti al mercato interessati~~ e, in particolare, le organizzazioni che rappresentano tutte le parti interessate secondo le norme procedurali di cui all'articolo ~~26~~ ~~5,~~ ~~paragrafo 1.~~ Alla consultazione partecipano anche le autorità nazionali di regolamentazione e altre autorità nazionali, le imprese di erogazione e di produzione, gli utenti del sistema compresi i clienti, i gestori dei sistemi di distribuzione, comprese le pertinenti associazioni settoriali, gli organismi tecnici e le piattaforme di parti interessate. Essa si prefigge di enucleare i pareri e le proposte di tutte le parti competenti nel corso del processo decisionale.
2. Tutti i documenti e i verbali relativi alle consultazioni di cui al paragrafo 1 sono resi pubblici.
3. Prima di adottare ~~⇒ le proposte di cui all'articolo 27, paragrafo 1,~~ ~~⇐ il programma di lavoro annuale e i codici di rete di cui all'articolo 8, paragrafi 1, 2 e 3,~~ l'ENTSO-E ~~la REGST dell'energia elettrica~~ illustra come si sia tenuto conto delle osservazioni raccolte nel corso della consultazione. Se decide di non tener conto di un'osservazione, adduce i motivi della sua scelta.

Articolo ~~29~~

Controllo effettuato dall'Agenzia

1. L'Agenzia controlla l'esecuzione dei compiti dell'ENTSO-E ~~della REGST dell'energia elettrica~~ previsti all'articolo ~~27~~ ~~8,~~ paragrafi 1, 2 e 3, e riferisce alla Commissione.

L'Agenzia controlla l'attuazione da parte dell'ENTSO-E ~~della REGST dell'energia elettrica~~ dei codici di rete elaborati ai sensi dell'articolo ~~55,~~ ~~paragrafo 14~~ ~~8,~~ ~~paragrafo 2,~~ e dei codici di rete elaborati conformemente all'articolo ~~6,~~ ~~paragrafi da 1 a 10,~~ ma che non sono stati adottati dalla Commissione ai sensi dell'articolo ~~6,~~ ~~paragrafo 11.~~ Qualora l'ENTSO-E ~~la REGST dell'energia elettrica~~ non abbia attuato nessuno di tali codici di rete, l'Agenzia chiede all'ENTSO-E ~~alla~~

~~REGST dell'energia elettrica~~ di fornire una motivazione debitamente circostanziata della mancata attuazione. L'Agenzia informa la Commissione di tale motivazione e le fornisce il suo parere al riguardo.

L'Agenzia controlla e analizza l'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti adottati dalla Commissione, come previsto all'articolo 54, paragrafo 1 ~~6, paragrafo 11~~, e il loro effetto sull'armonizzazione delle norme ~~regole~~ applicabili volte a facilitare l'integrazione del mercato, nonché sulla non discriminazione, l'effettiva concorrenza e il funzionamento efficace del mercato, e riferisce alla Commissione al riguardo.

2. L'ENTSO-E ~~La REGST dell'energia elettrica~~ presenta all'Agenzia, per sentire il suo parere, il progetto di piano di sviluppo della rete a livello di Unione ~~comunitario~~, il progetto di programma di lavoro annuale, comprese le informazioni relative al processo di consultazione, e gli altri documenti di cui all'articolo 27, paragrafo 1 ~~8, paragrafo 2~~.

Entro due mesi dal giorno di ricevimento l'Agenzia trasmette all'ENTSO-E ~~alla REGST dell'energia elettrica~~ e alla Commissione un parere debitamente motivato, nonché raccomandazioni, se ritiene che il progetto di programma di lavoro annuale o il progetto di piano di sviluppo della rete a livello di Unione ~~comunitario~~ presentato dall'ENTSO-E ~~dalla REGST dell'energia elettrica~~ non contribuisca alla non discriminazione, a una concorrenza effettiva e al funzionamento efficace del mercato o a un'interconnessione transfrontaliera di livello sufficiente cui possono accedere parti terze.

↓ 347/2013 (adattato)

Articolo ~~30~~

Costi

I costi relativi alle attività dell'ENTSO-E ~~della REGST dell'energia elettrica~~ di cui agli articoli da 25 a 29 e da 54 a 57 ~~da 4 a 12~~ del presente regolamento, nonché all'articolo 11 del regolamento (UE) n. 347/2013, sono a carico dei gestori dei sistemi di trasmissione e sono presi in considerazione ai fini del calcolo delle tariffe. Le autorità di regolamentazione approvano i costi solo se ragionevoli e adeguati.

Articolo ~~31~~⁴²

Cooperazione regionale dei gestori dei sistemi di trasmissione

1. I gestori dei sistemi di trasmissione instaurano una cooperazione regionale nell'ambito ~~☒~~ dell'ENTSO-E ~~☒~~ della REGST dell'energia elettrica per contribuire alle attività di cui all'articolo ~~27~~⁸, paragrafi 1, 2 e 3. In particolare, pubblicano ogni due anni un piano regionale di investimenti e possono prendere decisioni in materia di investimenti sulla base di detto piano. ⇒ L'ENTSO-E promuove la cooperazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione a livello regionale assicurando l'interoperabilità, la comunicazione e il monitoraggio delle prestazioni regionali nelle aree non ancora oggetto di armonizzazione a livello di Unione. ⇐
2. I gestori dei sistemi di trasmissione promuovono l'adozione di modalità pratiche tali da assicurare una gestione ottimale della rete e incoraggiano lo sviluppo degli scambi di energia, l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per assegnazioni a breve termine, e l'integrazione di meccanismi di bilanciamento e riguardanti l'energia di riserva.
3. Ai fini del conseguimento degli obiettivi di cui ai paragrafi 1 e 2 del presente articolo, l'area geografica di competenza di ciascuna struttura di cooperazione regionale può essere definita dalla Commissione, tenendo conto delle strutture di cooperazione regionali esistenti. Ciascuno Stato membro può promuovere la cooperazione in più aree geografiche. ⇒ Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 63 per quanto riguarda l'area geografica coperta da ciascuna struttura di cooperazione regionale. ⇐ ~~La misura di cui alla prima frase, intesa a modificare elementi non essenziali del presente regolamento completandolo, è adottata secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 23, paragrafo 2.~~ A tal fine la Commissione consulta l'Agenzia e ~~☒~~ l'ENTSO-E ~~☒~~ la REGST dell'energia elettrica.

Articolo 32

Istituzione e mandato dei centri operativi regionali

1. Entro [Per l'Ufficio delle pubblicazioni: *dodici mesi dall'entrata in vigore*], tutti i gestori dei sistemi di trasmissione istituiscono centri operativi regionali in conformità ai criteri stabiliti nel presente capo. I centri operativi regionali sono istituiti nel territorio di uno degli Stati membri della regione in cui svolgeranno i loro compiti.

2. I centri operativi regionali presentano la forma giuridica di cui all'articolo 1 della direttiva 2009/101/CE del Parlamento europeo e del Consiglio⁴⁰.
3. I centri operativi regionali integrano il ruolo dei gestori dei sistemi di trasmissione svolgendo funzioni di rilevanza regionale. Essi stabiliscono modalità operative tali da assicurare la gestione efficiente, sicura e affidabile del sistema di trasmissione interconnesso.

Articolo 33

Ambito geografico dei centri operativi regionali

1. Entro [Per l'Ufficio delle pubblicazioni: *sei mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento*] l'ENTSO-E presenta all'Agenzia una proposta che definisce le regioni di gestione del sistema coperte dai centri operativi regionali, tenendo conto dei coordinatori regionali della sicurezza esistenti, in base ai seguenti criteri:
 - (a) la topologia della rete, compreso il grado di interconnessione e di interdipendenza dei sistemi elettrici in termini di flussi;
 - (b) la connessione sincrona dei sistemi;
 - (c) la dimensione della regione, che copre almeno una regione di calcolo della capacità;
 - (d) l'ottimizzazione geografica delle riserve di bilanciamento.
2. Entro tre mesi dal ricevimento, l'Agenzia approva la proposta che definisce le regioni di gestione del sistema o propone modifiche. In quest'ultimo caso, essa consulta l'ENTSO-E prima di adottare le modifiche. La proposta adottata è pubblicata sul sito web dell'Agenzia.

Articolo 34

Compiti dei centri operativi regionali

1. I centri operativi regionali svolgono nella regione di gestione del sistema in cui sono stabiliti almeno le seguenti funzioni, descritte più dettagliatamente nell'allegato I:
 - (a) calcolo coordinato della capacità;
 - (b) analisi coordinata della sicurezza;
 - (c) creazione di modelli di sistema comuni;

⁴⁰ Direttiva 2009/101/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 settembre 2009, intesa a coordinare, per renderle equivalenti, le garanzie che sono richieste, negli Stati membri, alle società a mente dell'articolo 48, secondo comma, del trattato per proteggere gli interessi dei soci e dei terzi (GU L 258 dell'1.10.2009, pag. 11).

- (d) valutazione della coerenza dei piani di difesa e dei piani di ripristino dei gestori dei sistemi di trasmissione;
 - (e) coordinamento e ottimizzazione del ripristino regionale;
 - (f) analisi e rendicontazione successive alla gestione e successive ai disturbi;
 - (g) dimensionamento regionale della capacità di riserva;
 - (h) agevolazione dell'approvvigionamento regionale della capacità di bilanciamento;
 - (i) previsioni regionali di adeguatezza dei sistemi ad una settimana e fino all'orizzonte temporale infragiornaliero e preparazione di azioni di riduzione dei rischi;
 - (j) coordinamento della pianificazione delle indisponibilità;
 - (k) ottimizzazione dei meccanismi di compensazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione;
 - (l) formazione e certificazione;
 - (m) identificazione degli scenari di crisi regionale conformemente all'articolo 6, paragrafo 1, del [regolamento sulla preparazione ai rischi, proposta COM(2016) 862], qualora l'ENTSO-E deleghi tale compito;
 - (n) preparazione e svolgimento di simulazioni delle crisi annuali in cooperazione con le autorità competenti a norma dell'articolo 12, paragrafo 3, del [regolamento sulla preparazione ai rischi, proposto da COM(2016) 862];
 - (o) compiti relativi all'identificazione degli scenari di crisi regionali se e nella misura in cui sono delegati ai centri operativi regionali a norma dell'articolo 6, paragrafo 1, del [regolamento sulla preparazione ai rischi, proposto da COM(2016) 862];
 - (p) compiti relativi all'identificazione delle prospettive stagionali sull'adeguatezza se e nella misura in cui sono delegati ai centri operativi regionali a norma dell'articolo 9, paragrafo 2, del [regolamento sulla preparazione ai rischi, proposto da COM(2016) 862];
 - (q) calcolo della capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione della capacità estera ai meccanismi di regolazione della capacità a norma dell'articolo 21, paragrafo 6.
2. La Commissione può prevedere che i centri operativi regionali svolgano ulteriori funzioni, che non comportino poteri decisionali, a norma del capo VII.
 3. I gestori dei sistemi di trasmissione forniscono al rispettivo centro operativo regionale le informazioni necessarie allo svolgimento delle sue funzioni.

4. I centri operativi regionali forniscono ai gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema tutte le informazioni necessarie per attuare le decisioni e le raccomandazioni proposte dai centri operativi regionali.

Articolo 35

Cooperazione con i centri operativi regionali

1. L'attività quotidiana dei centri operativi regionali è gestita tramite un processo decisionale di tipo cooperativo. Tale processo si basa su:
 - (a) accordi operativi per la gestione degli aspetti relativi alla pianificazione e alla gestione correlati alle funzioni, conformemente all'articolo 36;
 - (b) una procedura per la consultazione dei gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema, organizzata dai centri operativi regionali nell'esercizio delle loro funzioni e dei loro compiti in conformità dell'articolo 37;
 - (c) una procedura per l'adozione di decisioni e raccomandazioni conformemente all'articolo 38;
 - (d) una procedura per la revisione delle decisioni e delle raccomandazioni adottate dai centri operativi regionali conformemente all'articolo 39.

Articolo 36

Modalità di lavoro

1. I centri operativi regionali elaborano modalità di lavoro per gestire gli aspetti di pianificazione e gestione correlati alle funzioni da svolgere, tenendo conto, in particolare, delle specificità e delle esigenze di tali funzioni, come specificato nell'allegato I.
2. I centri operativi regionali assicurano che le modalità di lavoro prevedano norme per la notifica alle parti interessate.

Articolo 37

Procedura di consultazione

I centri operativi regionali elaborano una procedura per organizzare, nell'esercizio quotidiano delle loro funzioni operative e dei loro compiti, l'adeguata e regolare consultazione dei gestori dei sistemi di trasmissione e delle parti interessate. Al fine di garantire che siano trattati gli aspetti normativi, quando necessario si coinvolgono le autorità di regolamentazione.

Articolo 38

Adozione di decisioni e raccomandazioni

1. I centri operativi regionali elaborano una procedura per l'adozione di decisioni e raccomandazioni.
2. I centri operativi regionali adottano decisioni vincolanti indirizzate ai gestori dei sistemi di trasmissione per quanto riguarda le funzioni di cui all'articolo 34, paragrafo 1, lettere a), b), g) e q). I gestori dei sistemi di trasmissione attuano le decisioni vincolanti emesse dai centri operativi regionali, tranne nei casi in cui tali decisioni avrebbero ripercussioni negative sulla sicurezza del sistema.
3. I centri operativi regionali adottano le raccomandazioni rivolte ai gestori dei sistemi di trasmissione per quanto riguarda le funzioni di cui all'articolo 34, paragrafo 1, lettere da c) a f) e da h) a p).
4. Le autorità di regolamentazione di una regione di gestione del sistema possono decidere congiuntamente di concedere poteri decisionali vincolanti al centro operativo regionale per una o più funzioni di cui all'articolo 34, paragrafo 1, lettere da c) a f) e da h) a l).

Articolo 39

Revisione di decisioni e raccomandazioni

1. I centri operativi regionali elaborano una procedura per la revisione di decisioni e raccomandazioni.
2. La procedura è avviata su richiesta di uno o più gestori di sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema. In seguito alla revisione della decisione o della raccomandazione, i centri operativi regionali confermano o modificano la misura.
3. Se la misura oggetto di revisione è una decisione vincolante ai sensi dell'articolo 38, paragrafo 2, la richiesta di revisione non sospende la decisione, salvo nei casi in cui la sicurezza del sistema è destinata a subire ripercussioni negative.
4. Se la misura oggetto di revisione è una raccomandazione ai sensi dell'articolo 38, paragrafo 3, e, in seguito alla sua revisione, un gestore di sistema di trasmissione decide di discostarsene, esso fornisce una motivazione dettagliata al centro operativo regionale e agli altri gestori di sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema.

Articolo 40

Consiglio di amministrazione dei centri operativi regionali

1. Ai fini dell'adozione di misure relative alla governance e del monitoraggio delle proprie prestazioni, i centri operativi regionali istituiscono un consiglio di amministrazione.
2. Il consiglio di amministrazione è costituito da membri che rappresentano i gestori dei sistemi di trasmissione e da osservatori che rappresentano le autorità di regolamentazione della regione di gestione del sistema. I rappresentanti delle autorità di regolamentazione non hanno diritto di voto.
3. Il consiglio di amministrazione ha il compito di:
 - (a) elaborare e approvare gli statuti e i regolamenti interni del centro operativo regionale;
 - (b) decidere e attuare la struttura organizzativa;
 - (c) preparare e approvare il bilancio annuale;
 - (d) elaborare e approvare i processi decisionali cooperativi in conformità dell'articolo 35.
4. Le competenze del consiglio di amministrazione non comprendono quelle connesse alle attività quotidiane dei centri operativi regionali e all'esercizio delle loro funzioni.

Articolo 41

Struttura organizzativa

1. I centri operativi regionali organizzano e gestiscono la loro struttura in modo da assicurare lo svolgimento in sicurezza delle loro funzioni. La struttura organizzativa specifica:
 - (a) i poteri, i compiti e le responsabilità del personale direttivo;
 - (b) i rapporti funzionali e gerarchici tra le varie componenti e i processi dell'organizzazione.
2. I centri operativi regionali possono creare uffici regionali per affrontare le specificità locali o centri operativi di ausiliari per l'esercizio efficiente e affidabile delle loro funzioni.

Articolo 42

Attrezzature e personale

I centri operativi regionali dispongono di tutte le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie necessarie per assolvere gli obblighi derivanti dal presente regolamento e per svolgere le loro funzioni.

Articolo 43

Monitoraggio e rendicontazione

1. I centri operativi regionali stabiliscono un processo per monitorare almeno:
 - (a) le prestazioni operative;
 - (b) le decisioni e le raccomandazioni emesse e i risultati conseguiti;
 - (c) l'efficacia e l'efficienza di ognuna delle funzioni di cui sono responsabili.
2. Almeno una volta l'anno i centri operativi regionali presentano all'Agenzia e alle autorità di regolamentazione della regione di gestione del sistema i dati risultanti dal loro monitoraggio costante.
3. I centri operativi regionali stabiliscono i costi in modo trasparente e li comunicano all'Agenzia e alle autorità di regolamentazione della regione di gestione del sistema.
4. I centri operativi regionali presentano una relazione annuale sulle rispettive prestazioni all'ENTSO-E, all'Agenzia, alle autorità di regolamentazione della regione di gestione del sistema e al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica istituito a norma dell'articolo 1 della decisione 2012/C 353/02 della Commissione⁴¹.
5. I centri operativi regionali segnalano le carenze individuate nel processo di monitoraggio di cui al paragrafo 1 all'ENTSO-E, alle autorità di regolamentazione della regione di gestione del sistema, all'Agenzia e alle autorità competenti degli Stati membri responsabili della prevenzione e della gestione delle situazioni di crisi.

Articolo 44

Responsabilità

I centri operativi regionali intraprendono le azioni necessarie per coprire la responsabilità associata all'esecuzione dei loro compiti, in particolare quando adottano decisioni vincolanti sui gestori dei sistemi di trasmissione. Il metodo utilizzato per assicurare la copertura tiene

⁴¹ Decisione della Commissione, del 15 novembre 2012, che istituisce il gruppo di coordinamento per l'energia elettrica (GU C 353 del 17.11.2012, pag. 2).

conto dello status giuridico del centro operativo regionale e del livello di copertura assicurativa commerciale disponibile.

↓ 714/2009 (adattato)

Articolo ~~45~~

☒ Piano decennale di sviluppo della rete ☒

1. ~~10. La REGST dell'energia elettrica adotta e pubblica ogni due anni un piano di sviluppo della rete a livello comunitario.~~ Il piano di sviluppo della rete a livello ☒ di Unione ☒ ~~comunitario~~ ☒ di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b), ☒ comprende la modellizzazione della rete integrata, l'elaborazione di scenari, ~~previsioni sull'adeguatezza della domanda e dell'offerta a livello europeo~~ e la valutazione della resilienza del sistema.

In particolare, il piano di sviluppo della rete a livello ☒ di Unione ☒ ~~comunitario~~:

↓ 347/2013

- (a) si basa sui piani di investimento nazionali, tenendo conto dei piani di investimento regionali di cui all'articolo 12, paragrafo 1 e, se del caso, degli aspetti a livello di Unione della pianificazione di rete di cui al regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, ~~del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee~~⁴²; esso è sottoposto all'analisi dei costi-benefici utilizzando la metodologia definita all'articolo 11 di detto regolamento;

↓ 714/2009 (adattato)

- (b) per quanto riguarda le interconnessioni transfrontaliere, si basa anche sulle ragionevoli esigenze di vari utenti di sistema e include impegni a lungo termine di investitori di cui ~~all'articolo 8 e agli articoli 4413 e 5122~~ della [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2] ~~direttiva 2009/72/CE~~; e
- (c) individua le lacune in materia di investimenti, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

Per quanto concerne ~~il secondo comma~~, la lettera c), un riesame degli ostacoli all'aumento della capacità transfrontaliera della rete derivanti da procedure o prassi di approvazione diverse può essere allegato al piano di sviluppo della rete a livello ☒ di Unione ☒ ~~comunitario~~.

⁴² Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39).

~~112~~. L’Agenzia fornisce un parere sui piani decennali di sviluppo della rete a livello nazionale per valutarne la coerenza con il piano di sviluppo della rete a livello di Unione ~~comunitario~~. Se individua incoerenze tra un piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale ed il piano di sviluppo della rete a livello di Unione ~~comunitario~~, l’Agenzia raccomanda di modificare opportunamente il piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale o il piano di sviluppo della rete a livello di Unione ~~comunitario~~. Se il piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale è elaborato conformemente all’articolo ~~5122~~ della [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta COM(2016) 864/2]~~direttiva 2009/72/CE~~, l’Agenzia raccomanda che l’autorità nazionale di regolamentazione competente modifichi il piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale ai sensi dell’articolo ~~5122~~, paragrafo 7 di tale direttiva e ne informa la Commissione.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

Articolo ~~4613~~

Meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi ~~del sistema~~ di trasmissione

1. I gestori dei sistemi ~~del sistema~~ di trasmissione ricevono una compensazione per i costi sostenuti per effetto del vettoriamento sulle loro reti di flussi transfrontalieri di energia elettrica.
2. La compensazione di cui al paragrafo 1 è versata dai gestori dei sistemi nazionali di trasmissione dai quali hanno origine i flussi transfrontalieri e dei sistemi nei quali questi flussi terminano.
3. I versamenti di compensazione sono effettuati periodicamente in riferimento a un determinato intervallo di tempo trascorso. Ove necessario, per dare riscontro ai costi effettivamente sostenuti sono effettuati conguagli ex post della compensazione versata.

Il primo intervallo di tempo per il quale si provvede ai versamenti di compensazione è stabilito negli orientamenti di cui all’articolo ~~5718~~.

4. La Commissione ~~decide sull’entità~~ ⇒ adotta atti delegati conformemente all’articolo 63 per quanto riguarda l’entità ⇐ dei versamenti di compensazione. ~~Tale misura, intesa a modificare elementi non essenziali del presente regolamento completandolo, è adottata secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all’articolo 23, paragrafo 2.~~
5. L’ampiezza dei flussi transfrontalieri vettoriati e l’ampiezza dei flussi transfrontalieri designati come flussi che hanno origine e/o terminano nei sistemi nazionali di trasmissione sono determinate sulla base dei flussi fisici di energia elettrica effettivamente misurati in un dato intervallo di tempo.

6. I costi sostenuti per vettoriare flussi transfrontalieri sono calcolati sulla base dei costi medi incrementali prospettici di lungo periodo, tenendo conto delle perdite, degli investimenti in nuove infrastrutture, e di una congrua proporzione dei costi delle infrastrutture esistenti, a condizione che le infrastrutture siano utilizzate per vettoriare flussi transfrontalieri, tenendo conto in particolare della necessità di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Nel determinare i costi sostenuti si ricorre a metodologie di valutazione standard riconosciute. Si tiene conto dei vantaggi derivanti a una rete dal fatto di vettoriare flussi transfrontalieri per ridurre la compensazione ricevuta.

7. Soltanto ai fini del meccanismo di compensazione fra gestori dei sistemi ~~del sistema~~ di trasmissione, qualora reti di trasmissione di due o più Stati membri formino parte, interamente o parzialmente, di un unico blocco di controllo, l'insieme del blocco di controllo è considerato parte integrante della rete di trasmissione di uno degli Stati membri interessati, per evitare che i flussi all'interno dei blocchi di controllo siano considerati flussi transfrontalieri ai sensi ~~della lettera b), dell'articolo 2, paragrafo 2, lettera b), del primo comma del presente paragrafo~~ e diano luogo a versamenti di compensazione ai sensi ~~del paragrafo 1 dell'articolo 13~~. Le autorità di regolamentazione degli Stati membri interessati possono decidere quale tra gli Stati membri interessati sia quello di cui l'insieme del blocco di controllo è considerato parte integrante.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

Articolo ~~47~~⁴⁵

Comunicazione di informazioni

1. I gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione provvedono a porre in essere meccanismi di coordinamento e di scambio di informazioni per garantire la sicurezza delle reti nel contesto della gestione della congestione.
2. Le norme di sicurezza, operative e di programmazione applicate dai gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione sono rese pubbliche. Le informazioni pubblicate comprendono un modello generale di calcolo della capacità totale di trasmissione e del margine di affidabilità della trasmissione con riferimento alle condizioni elettriche e fisiche della rete. Detti modelli sono soggetti all'approvazione delle autorità di regolamentazione.
3. I gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione pubblicano stime della capacità disponibile di trasmissione per ciascun giorno indicando la capacità disponibile già riservata. Tali pubblicazioni hanno luogo a determinati intervalli prima del giorno del vettoriamento e includono comunque stime della settimana precedente e del mese precedente, nonché indicazioni quantitative sulla affidabilità prevista della capacità disponibile.
4. I gestori dei sistemi di trasmissione pubblicano dati pertinenti sulle previsioni aggregate e sulla domanda effettiva, sulla disponibilità e sull'utilizzo effettivo ~~degli~~

~~attivi di produzione~~ dei mezzi di generazione e di carico, sulla disponibilità e l'utilizzo delle reti e delle interconnessioni nonché sul bilanciamento e la capacità di riserva. Per quanto riguarda la disponibilità e l'utilizzo effettivo delle unità di generazione e di carico di piccole dimensioni, possono essere usati dati stimati aggregati.

5. I soggetti partecipanti al mercato comunicano ai gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione le informazioni pertinenti.
6. Le imprese di generazione di energia elettrica che possiedono o gestiscono mezzi di generazione, ove almeno un mezzo di generazione abbia una capacità installata di almeno 250 MW, \Rightarrow o che hanno un portafoglio che comprende mezzi di generazione di almeno 400 MW, \Leftarrow tengono per cinque anni a disposizione dell'autorità nazionale di regolamentazione, dell'autorità nazionale in materia di concorrenza e della Commissione tutti i dati orari per impianto necessari per verificare tutte le decisioni operative di dispacciamento e i comportamenti d'offerta nelle borse dell'energia, nelle aste di capacità di interconnessione, nei mercati di capacità di riserva e nei mercati fuori-borsa. Le informazioni orarie e per impianto da conservare comprendono almeno i dati sulla capacità di ~~produzione~~ generazione disponibile e sulle riserve impegnate, compresa l'assegnazione di tali riserve a livello di singolo impianto, al momento della presentazione delle offerte e al momento della produzione.

7. I gestori dei sistemi di trasmissione scambiano periodicamente un insieme di dati sufficientemente accurati sulla rete e i flussi di carico per permettere il calcolo dei flussi di carico per ciascun gestore del sistema di trasmissione nella zona di sua competenza. Detto insieme di dati è messo a disposizione delle autorità di regolamentazione e della Commissione su loro richiesta. Le autorità di regolamentazione e la Commissione rispettano la riservatezza di tale insieme di dati e garantiscono il trattamento riservato anche da parte di qualsiasi consulente incaricato su loro richiesta di realizzare lavori di analisi sulla base di tali dati.

Articolo 48~~3~~

Certificazione dei gestori di sistemi di trasmissione

1. La Commissione esamina qualsiasi notifica di una decisione in materia di certificazione da parte di un gestore di sistemi di trasmissione di cui all'articolo ~~5240~~, paragrafo 6 della [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2] direttiva 2009/72/CE non appena l'abbia ricevuta. Entro due mesi dal giorno di ricezione di tale notifica, la Commissione esprime il suo parere alla competente autorità nazionale di regolamentazione circa la sua compatibilità con

l'articolo ~~5210~~, paragrafo 2 o l'articolo ~~5311~~, e l'articolo ~~439~~ della [rifusione della direttiva 2009/72/CE proposta da COM(2016) 864/2] ~~direttiva 2009/72/CE~~.

Nel preparare il parere di cui al primo comma, la Commissione può chiedere all'Agenzia di esprimere un parere in merito alla decisione dell'autorità nazionale di regolamentazione. In tal caso il periodo di due mesi di cui al primo comma è prorogato di altri due mesi.

In assenza di un parere della Commissione entro i periodi di cui al primo e al secondo comma, si considera che la Commissione non sollevi obiezioni avverso la decisione dell'autorità di regolamentazione.

2. Entro due mesi dalla ricezione di un parere della Commissione, l'autorità nazionale di regolamentazione adotta la decisione finale riguardante la certificazione del gestore del sistema di trasmissione, tenendo nella massima considerazione detto parere. La decisione dell'autorità di regolamentazione e il parere della Commissione sono pubblicati insieme.
3. In ogni momento durante la procedura, le autorità di regolamentazione e/o la Commissione possono chiedere ad un gestore del sistema di trasmissione e/o ad un'impresa che esercita attività di generazione o di fornitura tutte le informazioni utili allo svolgimento dei loro compiti in forza del presente articolo.
4. Le autorità di regolamentazione e la Commissione garantiscono la segretezza delle informazioni commercialmente sensibili.

~~5. La Commissione può adottare orientamenti che precisano le modalità di svolgimento del procedimento da seguire ai fini dell'applicazione dei paragrafi 1 e 2 del presente articolo. Tali misure, intese a modificare elementi non essenziali del presente regolamento completandolo, sono adottate secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 23, paragrafo 2.~~

~~5.6~~ Qualora la Commissione abbia ricevuto notifica della certificazione di un gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo ~~439~~, paragrafo ~~910~~, della [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2] ~~direttiva 2009/72/CE~~, la Commissione adotta una decisione riguardante la certificazione. L'autorità di regolamentazione si conforma alla decisione della Commissione.

Capo VI

Gestione del sistema di distribuzione

Articolo 49

Ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione

I gestori dei sistemi di distribuzione che non facciano parte di un'impresa a integrazione verticale o le cui attività non siano separate (*unbundled*) secondo le disposizioni dell'articolo 35 [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2], cooperano a livello unionale attraverso un ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione («EU DSO») allo scopo di promuovere sia il completamento e il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica sia una gestione ottimale e coordinata dei sistemi di distribuzione e trasmissione. I gestori dei sistemi di distribuzione che desiderano partecipare all'EU DSO ne devono diventare membri iscritti.

Articolo 50

Creazione dell'EU DSO per l'energia elettrica

1. Entro [Per l'Ufficio delle pubblicazioni: *dodici mesi dopo l'entrata in vigore*], i gestori dei sistemi di distribuzione, con il sostegno amministrativo dell'Agenzia, presentano alla Commissione e all'Agenzia un progetto di statuto, un elenco degli iscritti e un progetto di regolamento interno che comprende le norme per la consultazione dell'ENTSO-E e delle altre parti interessate, nonché le norme per il finanziamento dell'EU DSO.
2. Entro due mesi dal ricevimento, l'Agenzia, dopo aver consultato formalmente le organizzazioni che rappresentano tutte le parti interessate, in particolare gli utenti dei sistemi di distribuzione, trasmette alla Commissione un parere sul progetto di statuto, sull'elenco degli iscritti e sul progetto di regolamento interno.
3. Entro tre mesi dal ricevimento del parere dell'Agenzia, la Commissione formula il suo parere sul progetto di statuto, sull'elenco dei membri e sul progetto di regolamento interno tenendo conto del parere dell'Agenzia di cui al paragrafo 2.
4. Entro tre mesi dal giorno di ricevimento del parere positivo della Commissione, i gestori dei sistemi di distribuzione costituiscono l'EU DSO e ne adottano e pubblicano lo statuto e il regolamento interno.

5. I documenti di cui al paragrafo 1 sono trasmessi alla Commissione e all’Agenzia nel caso in cui vengano modificati o su richiesta motivata della Commissione o dell’Agenzia. L’Agenzia e la Commissione formulano un parere in linea con la procedura di cui ai paragrafi da 2 a 4.
6. I costi relativi alle attività dell’EU DSO sono a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione che ne sono membri iscritti e vengono presi in considerazione ai fini del calcolo delle tariffe. Le autorità di regolamentazione approvano i costi solo se ragionevoli e proporzionati.

Articolo 51

Compiti dell’EU DSO

1. L’EU DSO svolge i seguenti compiti:
 - (a) gestione e pianificazione coordinata delle reti di trasmissione e di distribuzione;
 - (b) integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, della generazione distribuita e di altre risorse incorporate nella rete di distribuzione, quali lo stoccaggio dell’energia;
 - (c) sviluppo della gestione della domanda;
 - (d) digitalizzazione delle reti di distribuzione, compresa la diffusione di reti intelligenti e sistemi di misurazione intelligenti;
 - (e) gestione dei dati, sicurezza informatica e protezione dei dati;
 - (f) partecipazione all’elaborazione di codici di rete a norma dell’articolo 55.
2. Inoltre l’EU DSO:
 - (g) coopera con l’ENTSO-E per il monitoraggio dell’attuazione dei codici di rete e degli orientamenti pertinenti per la gestione e la pianificazione delle reti di distribuzione e la gestione coordinata delle reti di trasmissione e di distribuzione e che sono adottati a norma del presente regolamento;
 - (h) coopera con l’ENTSO-E e adotta le migliori pratiche per la gestione e la pianificazione coordinata dei sistemi di trasmissione e di distribuzione, anche in merito a questioni quali lo scambio di dati tra gestori e il coordinamento delle risorse energetiche distribuite;
 - (i) si adopera per identificare le migliori pratiche nei settori di cui al paragrafo 1 e per introdurre miglioramenti dell’efficienza energetica nella rete di distribuzione;
 - (j) adotta un programma annuale di lavoro e una relazione annuale;
 - (k) opera nel pieno rispetto delle regole della concorrenza.

Articolo 52

Consultazioni nel processo di sviluppo dei codici di rete

1. In occasione dell'elaborazione di possibili codici di rete a norma dell'articolo 55, l'EU DSO conduce un ampio processo di consultazione, in una fase iniziale e in modo aperto e trasparente, coinvolgendo tutte le parti interessate e, in particolare, le organizzazioni che rappresentano tutte le parti interessate, secondo le procedure del regolamento interno di cui all'articolo 50. Alla consultazione partecipano anche le autorità nazionali di regolamentazione e altre autorità nazionali, le imprese di erogazione e di generazione, gli utenti del sistema compresi i clienti, i gestori dei sistemi di distribuzione, comprese le pertinenti associazioni settoriali, gli organismi tecnici e le piattaforme di parti interessate. La consultazione si prefigge di enucleare le opinioni e le proposte di tutte le parti competenti nel corso del processo decisionale.
2. Tutti i documenti e i verbali relativi alle consultazioni di cui al paragrafo 1 sono resi pubblici.
3. L'EU DSO tiene debitamente conto delle opinioni fornite durante le consultazioni. Prima di adottare le proposte per i codici di rete di cui all'articolo 55, l'EU DSO illustra come si sia tenuto conto delle osservazioni raccolte nel corso della consultazione. Se decide di non tener conto di un'osservazione, adduce i motivi della sua decisione.

Articolo 53

Cooperazione tra i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione

1. I gestori dei sistemi di distribuzione cooperano con i gestori dei sistemi di trasmissione per pianificare e gestire le rispettive reti. In particolare, al fine di assicurare uno sviluppo e una gestione delle reti efficienti sotto il profilo dei costi, sicuri e affidabili, i gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione scambiano tutte le informazioni e i dati necessari riguardo alle prestazioni dei mezzi di generazione e della gestione della domanda, alla gestione quotidiana delle reti e alla pianificazione a lungo termine degli investimenti nelle reti.
2. I gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione cooperano al fine di conseguire un accesso coordinato a risorse quali generazione distribuita, stoccaggio dell'energia e gestione della domanda in grado di sostenere esigenze particolari sia del sistema di distribuzione sia del sistema di trasmissione.

Capo VII

Codici di rete e orientamenti

Articolo 54

Adozione dei codici di rete e degli orientamenti

1. La Commissione può adottare atti delegati, fatte salve le competenze di cui agli articoli 55 e 57. Gli atti delegati possono essere adottati sia come codici di rete sulla base di proposte di testo elaborate dall'ENTSO-E o, se così deciso nell'elenco di priorità di cui all'articolo 55, paragrafo 2, dall'EU DSO e dall'Agenzia ai sensi della procedura di cui all'articolo 55, sia come orientamenti conformemente alla procedura di cui all'articolo 57.
2. I codici di rete e gli orientamenti
 - (a) assicurano il livello minimo di armonizzazione necessario per conseguire gli obiettivi del presente regolamento;
 - (b) tengono conto, ove opportuno, delle specificità regionali;
 - (c) non vanno al di là di quanto è necessario allo scopo; e
 - (d) lasciano impregiudicato il diritto degli Stati membri di redigere codici di rete nazionali che non influiscano sul commercio transfrontaliero.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

Articolo ~~55~~

Redazione dei codici di rete

~~1.~~ ⇒ Alla Commissione, conformemente all'articolo 63, è conferito il potere di adottare atti delegati concernenti la redazione di codici di rete nei ~~codici di rete di cui ai paragrafi 1 e 2 coprono~~ i settori seguenti, ~~tenendo conto, se del caso, delle specificità regionali:~~

- (a) norme in materia di sicurezza e di affidabilità della rete, comprese le norme in materia di capacità di trasmissione tecnica di riserva per la sicurezza operativa della rete;
- (b) norme di collegamento della rete;
- (c) norme in materia di accesso dei terzi;

- (d) norme in materia di scambio dei dati e di ~~liquidazione~~ compensazione
- (e) norme in materia di interoperabilità;
- (f) procedure operative in caso di emergenza;
- (g) norme in materia di ~~assegnazione~~ allocazione delle capacità e di gestione della congestione inclusa la riduzione della generazione e il ridispacciamento della generazione e della domanda;
- (h) norme di ~~scambi~~ negoziazione connesse alla fornitura tecnica e operativa dei servizi di accesso alla rete e ~~ad~~ bilanciamento del sistema ~~di bilanciamento~~;
- (i) regole di trasparenza;
- (j) norme di bilanciamento, comprese le norme relative all'energia di riserva legata alla rete;
- (k) norme riguardanti le strutture tariffarie di trasmissione e distribuzione armonizzate e i corrispettivi per la connessione , compresi i segnali differenziati per località e i meccanismi di compensazione tra gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione; e
- (l) norme in materia di efficienza energetica delle reti di energia elettrica;

↓ nuovo

- (m) norme per la prestazione trasparente e non discriminatoria di servizi ausiliari non di frequenza, compresi controllo della tensione in regime stazionario, inerzia, iniezione rapida di corrente reattiva, capacità di black-start;
- (n) norme per la gestione della domanda, inclusi aggregazione, stoccaggio dell'energia e riduzione della domanda;
- (o) norme pertinenti alla sicurezza informatica;
- (p) norme pertinenti i centri operativi regionali.

↓ 714/2009 (adattato)
 nuovo

12. Previa consultazione dell'Agenzia, ~~della REGST dell'energia elettrica~~ dell'ENTSO-E e delle altre parti interessate, la Commissione stabilisce ogni tre anni, un elenco di priorità ~~annuali~~ in cui sono individuati i settori di cui al paragrafo 1 all'articolo 8, paragrafo 6, da includere nell'elaborazione dei codici di rete. Se l'oggetto del codice di rete è direttamente collegato alla gestione dei sistemi di distribuzione ed è invece meno rilevante in rapporto ai sistemi di trasmissione, la Commissione può richiedere all'EU DSO invece che all'ENTSO-E di riunire un comitato di redazione che presenti una proposta di codice di rete all'Agenzia.

~~2.3.~~ La Commissione chiede all’Agenzia di presentarle, entro un periodo di tempo ragionevole non superiore a sei mesi, un orientamento quadro non vincolante (orientamento quadro) che fissi principi chiari e obiettivi, ~~a norma dell’articolo 8, paragrafo 7,~~ per l’elaborazione di codici di rete riguardanti i settori individuati nell’elenco di priorità. ⇒ La richiesta della Commissione può includere condizioni alle quali l’orientamento quadro deve rispondere. ⇐ Ciascun orientamento quadro contribuisce ⇒ all’integrazione del mercato ⇐ alla non discriminazione, a una concorrenza effettiva e al funzionamento efficace del mercato. Su richiesta motivata dell’Agenzia, la Commissione può prorogare tale termine.

~~3.4.~~ L’Agenzia procede formalmente alla consultazione ~~della REGST dell’energia elettrica~~ dell’ENTSO-E, ⇒ dell’EU DSO ⇐ e delle altre parti interessate sull’orientamento quadro durante un periodo non inferiore a due mesi, in modo trasparente e aperto.

↓ nuovo

5. L’Agenzia presenta alla Commissione un orientamento quadro non vincolante qualora richiesto a norma del paragrafo 3. L’Agenzia riesamina l’orientamento quadro non vincolante e lo ripresenta alla Commissione qualora richiesto a norma del paragrafo 6.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

~~4.6.~~ Se ritiene che l’orientamento quadro non contribuisca ⇒ all’integrazione del mercato, ⇐ alla non discriminazione, all’effettiva concorrenza e al funzionamento efficace del mercato, la Commissione può chiedere all’Agenzia di riesaminare l’orientamento quadro entro un periodo di tempo ragionevole e di ripresentarlo alla Commissione.

~~5.7.~~ Se entro il termine fissato dalla Commissione ai sensi dei paragrafi ~~32~~ o ~~64~~, l’Agenzia non presenta o non ripresenta un orientamento quadro, questo è elaborato dalla stessa Commissione.

~~6.8.~~ Entro un termine ragionevole non superiore a dodici mesi la Commissione chiede ~~alla REGST dell’energia elettrica~~ all’ENTSO-E ⇒ oppure, se così stabilito nell’elenco di priorità a norma del paragrafo 2, all’EU DSO per l’elettricità ⇐, di presentare all’Agenzia ~~un~~ ⇒ una proposta di ⇐ codice di rete conforme al pertinente orientamento quadro.

~~7.~~ Entro un termine di tre mesi dal giorno di ricevimento di un codice di rete, durante il quale l’Agenzia può consultare formalmente le pertinenti parti interessate, l’Agenzia fornisce alla ~~REGST dell’energia elettrica un parere motivato sul codice di rete.~~

~~8.~~ La ~~REGST dell’energia elettrica può modificare il codice di rete alla luce del parere dell’Agenzia e ripresentarlo a quest’ultima.~~

~~9.~~ ⇒ L'ENTSO-E, oppure l'EU DSO se così deciso nell'elenco delle priorità a norma del paragrafo 2, riunisce un comitato di redazione che lo coadiuvi nello sviluppo del codice di rete. Il comitato di redazione è composto da rappresentanti dell'ENTSO-E, dell'Agenzia, dell'EU DSO, nonché, ove opportuno, da rappresentanti dei gestori del mercato elettrico designati e da un numero contenuto di parti interessate coinvolte. ~~La REGST dell'energia elettrica~~ ⊗ L'ENTSO-E ⊗ ⇒ oppure l'EU DSO se così deciso nell'elenco delle priorità a norma del paragrafo 2, ~~elabora~~ ⇒ proposte di ~~codici di rete nei settori di cui al paragrafo 6 1 del presente articolo~~ su richiesta della Commissione a norma del ~~articolo 6, paragrafo 6~~.

~~9.10.~~ L'Agenzia ⇒ riesamina il codice di rete e si assicura che sia ~~constatato che il codice di rete è~~ conforme ai pertinenti orientamenti quadro ⇒ e contribuisca all'integrazione del mercato, alla non discriminazione, all'effettiva concorrenza e al funzionamento efficace del mercato, inviando poi il codice di rete riveduto ~~lo presenta~~ alla Commissione e ~~può raccomandarne l'adozione entro un periodo di tempo ragionevole~~ ⇒ sei mesi dalla data di ricevimento della proposta ~~La Commissione comunica i motivi della propria decisione nel caso in cui non adotti il codice di rete.~~ ⇒ Nella proposta da inviare alla Commissione l'Agenzia tiene conto delle opinioni fornite da tutte le parti coinvolte nella redazione della proposta, coordinate dall'ENTSO-E o dall'EU DSO, e consulta formalmente le parti interessate pertinenti in merito alla versione da inviare alla Commissione. ⇐

~~10.11.~~ Se ~~la REGST dell'energia elettrica~~ ⊗ l'ENTSO-E ⊗ ⇒ o l'EU DSO ⇐ ~~non hanno non ha~~ elaborato un codice di rete entro il periodo fissato dalla Commissione ai sensi del paragrafo ~~86~~, quest'ultima può chiedere all'Agenzia di elaborare un progetto di codice di rete in base al pertinente orientamento quadro. Durante la fase di elaborazione di un progetto di codice di rete ai sensi del presente paragrafo, l'Agenzia può avviare un'ulteriore consultazione. L'Agenzia presenta alla Commissione un progetto di codice di rete elaborato ai sensi del presente paragrafo e può raccomandarne l'adozione.

~~11.12.~~ La Commissione può adottare, di sua iniziativa se ~~la REGST dell'energia elettrica~~ ⊗ l'ENTSO-E ⊗ ⇒ o l'EU DSO ⇐ ~~non hanno non ha~~ elaborato un codice di rete o l'Agenzia non ha elaborato un progetto di codice di rete ai sensi del paragrafo ~~1110~~, o su raccomandazione dell'Agenzia ai sensi del paragrafo ~~109~~, uno o più codici di rete nei settori di cui ~~al paragrafo 1 all'articolo 8, paragrafo 6.~~

~~13.~~ Se la Commissione propone di adottare un codice di rete di sua iniziativa, essa procede, per un periodo non inferiore a due mesi, alla consultazione dell'Agenzia, ~~della REGST dell'energia elettrica~~ ⊗ dell'ENTSO-E ⊗ e di tutte le parti interessate in merito al progetto di codice di rete. ~~Tali misure, intese a modificare elementi non essenziali del presente regolamento completandolo, sono adottate secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 23, paragrafo 2.~~

~~12.14.~~ Il presente articolo lascia impregiudicato il diritto della Commissione di adottare orientamenti e di modificarli come previsto all'articolo ~~5718~~. ⇒ Il presente articolo lascia impregiudicata la possibilità che l'ENTSO-E sviluppi orientamenti non vincolanti nei settori di cui al paragrafo 1, laddove essi non si riferiscano a settori contemplati nella richiesta trasmessagli dalla Commissione. Questi orientamenti sono trasmessi per parere all'Agenzia. Il parere è debitamente tenuto in considerazione dall'ENTSO-E. ⇐

Modifiche dei codici di rete

↓ nuovo

1. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 63 per quanto riguarda la modifica dei codici di rete a seguito della procedura di cui all'articolo 55. Le modifiche possono anche essere proposte dall'Agenzia ai sensi della procedura di cui ai paragrafi da 2 a 4 del presente articolo.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

~~2.~~ Progetti di modifica di qualsiasi codice di rete adottato ai sensi dell'articolo ~~556~~ possono essere proposti all'Agenzia da persone che potrebbero avere un interesse al codice di rete in questione, compresi ~~la REGST dell'energia elettrica~~ ~~☒~~ l'ENTSO-E ~~☒~~, ~~⇒ l'EU DSO~~ ~~☒~~, i gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione, gli utenti del sistema ed i consumatori. L'Agenzia può anch'essa proporre modifiche di sua iniziativa.

~~23.~~ ~~L'Agenzia consulta tutte le parti interessate conformemente all'articolo 10 del regolamento (CE) n. 713/2009. In base a tale procedimento,~~ L'Agenzia può trasmettere alla Commissione proposte di modifica motivate, spiegando in che modo dette proposte sono coerenti con gli obiettivi dei codici di rete di cui all'articolo ~~6~~ 55, paragrafo 2. ~~⇒ Se considera ammissibile una proposta di modifica, o per modifiche di sua iniziativa,~~ ~~☒~~ L'Agenzia consulta tutte le parti interessate conformemente all'articolo 15 [rifusione del regolamento (CE) n. 713/2009, proposta da COM(2016) 863/2]. ~~☒~~

~~3-4.~~ ~~L'Alla Commissione è conferito il potere di può~~ adottare, tenendo conto delle proposte dell'Agenzia, modifiche a qualsiasi codice di rete adottato ai sensi dell'articolo ~~556~~. ~~Tali misure, intese a modificare elementi non essenziali del presente regolamento completandolo, sono adottate~~ ~~⇒ quali atti delegati~~ ~~☒~~ secondo l'articolo 63. ~~la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 23, paragrafo 2.~~

~~4-5.~~ L'esame delle modifiche proposte nell'ambito della procedura di cui all'articolo ~~63~~ 23(2) si limita agli aspetti relativi alle modifiche stesse. Tali modifiche proposte lasciano impregiudicate altre modifiche eventualmente proposte dalla Commissione.

↓ nuovo

1. La Commissione può adottare orientamenti vincolanti nei settori elencati di seguito.
2. La Commissione può adottare un orientamento sotto forma di atto delegato nei settori nei quali tali atti potrebbero essere elaborati anche nell'ambito della procedura dei codici di rete a norma dell'articolo 55, paragrafo 1.

↓ 714/2009 (adattato)

⇒ nuovo

~~1.3. All'occorrenza,~~ ⇒ Possono essere adottati ~~gli~~ orientamenti relativi al meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione. Essi precisano, nel rispetto dei principi definiti agli articoli ~~4613~~ e ~~1614~~:

- (a) modalità della procedura di determinazione dei gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione tenuti a versare compensazioni per flussi transfrontalieri, anche per quanto riguarda la ripartizione tra i gestori dei sistemi di trasmissione nazionali dai quali hanno origine i flussi transfrontalieri e i gestori dei sistemi dove tali flussi terminano, a norma dell'articolo ~~4613~~, paragrafo 2;
- (b) modalità della procedura di pagamento da seguire, compresa la determinazione del primo intervallo di tempo per il quale vanno versate compensazioni, a norma dell'articolo ~~4613~~, paragrafo 3, secondo comma;
- (c) metodologie dettagliate volte a determinare i flussi transfrontalieri vettoriati per i quali è versata una compensazione a norma dell'articolo ~~4613~~, in termini sia di quantità che di tipo dei flussi, e designazione del volume di detti flussi che hanno origine e/o terminano nei sistemi di trasmissione dei singoli Stati membri, a norma dell'articolo ~~4613~~, paragrafo 5;
- (d) metodologia dettagliata volta a determinare i costi e i benefici derivanti dal vettoriamento dei flussi transfrontalieri, a norma dell'articolo ~~4613~~, paragrafo 6;
- (e) trattamento dettagliato nel contesto del meccanismo di compensazione tra gestori ~~del sistema~~ dei sistemi di trasmissione dei flussi di energia elettrica che hanno origine o terminano in paesi non appartenenti allo Spazio economico europeo; e
- (f) partecipazione di sistemi nazionali che sono interconnessi mediante linee in corrente continua, a norma dell'articolo ~~4613~~.

~~2.4. Gli orientamenti possono altresì fissare adeguate norme volte ad una progressiva armonizzazione dei principi alla base della determinazione dei~~ ⇒ pertinenti ai ~~corrispettivi~~ applicati ai produttori, ⇒ allo stoccaggio dell'energia ~~e~~ ai clienti ~~ai consumatori~~

(carico) nell'ambito dei sistemi tariffari nazionali ⇨ per la distribuzione e la trasmissione ⇨ e dei regimi di connessione nazionali ⇨, tenendo anche conto della necessità di rispecchiare il meccanismo di compensazione tra gestori di sistemi di trasmissione dei flussi di energia elettrica nei corrispettivi delle reti nazionali e di fornire segnali differenziati per località appropriati ed efficaci, secondo i principi di cui all'articolo ~~16~~4.

Gli orientamenti ⇨ possono ⇨ ~~prevedere~~ prevedere appropriati ed efficaci segnali differenziati per località armonizzati a livello ~~comunitario~~ dell'Unione.

Qualsiasi armonizzazione al riguardo non impedisce agli Stati membri di applicare meccanismi atti ad assicurare che i corrispettivi di accesso alla rete corrisposti dai clienti ~~dai consumatori~~ (carico) siano comparabili su tutto il loro territorio.

~~3.5.~~ Ove opportuno, gli orientamenti riguardanti il livello minimo di armonizzazione necessario per conseguire l'obiettivo stabilito dal presente regolamento ~~specificano~~ ⇨ possono specificare ⇨ anche quanto segue:

~~(a) i dettagli sulla comunicazione di informazioni, conformemente ai principi stabiliti all'articolo 15;~~

~~a) b)~~ i dettagli delle norme in materia di scambi di energia elettrica;

~~b) e)~~ i dettagli delle norme sugli incentivi agli investimenti ~~in per la~~ capacità degli interconnettori, compresi i segnali differenziati per località;

~~(b) i dettagli sui settori di cui all'articolo 8, paragrafo 6.~~

~~A tal fine la Commissione consulta l'Agenzia e la REGST dell'energia elettrica.~~

~~4. Gli orientamenti in materia di gestione e assegnazione della capacità disponibile di trasmissione sulle linee di interconnessione tra sistemi nazionali sono riportati nell'allegato I.~~

↓ 347/2013 (adattato)

~~4a-6.~~ La Commissione può adottare orientamenti sull'attuazione del coordinamento operativo tra i gestori dei sistemi di trasmissione a livello di Unione. Tali orientamenti sono coerenti con i codici di rete di cui all'articolo ~~55~~6 del presente regolamento e si basano su di essi e si basano sulle specifiche adottate ~~e sul parere dell'Agenzia~~ di cui all'articolo ~~27, paragrafo 1, lettera g) 8, paragrafo 3, lettera a)~~ 27, paragrafo 1, lettera g)8, paragrafo 3, lettera a), del presente regolamento. Nell'adottare tali orientamenti la Commissione tiene conto dei diversi requisiti operativi regionali e nazionali.

Tali orientamenti sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo ~~23, paragrafo 3~~ 62, paragrafo 2.

↓ 714/2009 (adattato)
⇨ nuovo

~~75. La Commissione può adottare orientamenti relativi ai punti elencati nei paragrafi 1, 2 e 3, del presente articolo. Essa può modificare gli orientamenti di cui al paragrafo 4 del presente~~

~~articolo, nel rispetto dei principi definiti agli articoli 15 e 16, in particolare per aggiungere orientamenti dettagliati su tutte le metodologie di assegnazione di capacità applicate nella pratica e fare in modo che i meccanismi di gestione della congestione evolvano in modo compatibile con gli obiettivi del mercato interno. Ove occorra, all'atto delle modificazioni sono stabilite regole comuni in materia di norme minime di sicurezza e operative per l'uso e l'esercizio della rete, come prescritto dall'articolo 15, paragrafo 2. Tali misure, intese a modificare elementi non essenziali del presente regolamento completandolo, sono adottate secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 23, paragrafo 2.~~

Nell'adottare o nel modificare gli orientamenti, la Commissione ~~;~~ ⇒ consulta l'Agenzia, l'ENTSO-E e, qualora pertinente, le altre parti interessate. ⇐

~~a) provvede a che gli orientamenti prevedano il livello minimo di armonizzazione necessaria per conseguire gli obiettivi del presente regolamento e non vadano al di là di quanto a tal fine necessario; e~~

~~b) indica le azioni da essa intraprese riguardo alla conformità delle norme dei paesi terzi, che fanno parte del sistema elettrico comunitario, agli orientamenti in questione.~~

~~Nell'adottare per la prima volta orientamenti ai sensi del presente articolo, la Commissione provvede a che essi contemplino, in un unico progetto di misure, almeno gli elementi di cui al paragrafo 1, lettere a) e d), e al paragrafo 2.~~

Articolo ~~58~~⁷¹

Diritto degli Stati membri a introdurre misure più dettagliate

Il presente regolamento lascia impregiudicato il diritto degli Stati membri a mantenere o introdurre misure contenenti disposizioni più dettagliate di quelle contenute nello stesso ~~;~~ e negli orientamenti di cui all'articolo ~~57~~¹⁸ ⇒ o nei codici di rete di cui all'articolo 55, purché tali misure non compromettano l'efficacia della normativa dell'Unione ⇐.

Capo VIII

⊠ Disposizioni finali ⊠

Articolo ~~59~~¹⁷

Nuovi interconnettori

1. ⇒ I nuovi interconnettori per corrente continua ⇐ ~~Le autorità di regolamentazione possono, su richiesta, essere esentati esentare gli interconnettori per corrente continua per un periodo limitato, dal disposto dell'articolo 17, paragrafo 2, ~~16,~~ paragrafo 6, del presente regolamento e degli articoli ~~6~~⁹ e ~~43~~³² nonché dell'articolo ~~59~~³⁷, paragrafo 6, e dell'articolo 60, paragrafo 1, ~~(10)~~ della [rifusione~~

della direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2]~~direttiva 2009/72/CE~~ alle seguenti condizioni:

- (a) gli investimenti devono rafforzare la concorrenza nella fornitura di energia elettrica;
 - (b) il livello del rischio connesso con gli investimenti è tale che gli investimenti non avrebbero luogo se non fosse concessa un'esonazione;
 - (c) l'interconnettore deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica distinta, almeno in termini di forma giuridica, dai gestori nei cui sistemi tale interconnettore sarà creato;
 - (d) sono imposti corrispettivi agli utenti di tale interconnettore;
 - (e) dal momento dell'apertura parziale del mercato di cui all'articolo 19 della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, ~~del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica~~⁴³, il proprietario dell'interconnettore non deve aver recuperato nessuna parte del proprio capitale o dei costi di gestione per mezzo di una parte qualsiasi dei corrispettivi percepiti per l'uso dei sistemi di trasmissione o di distribuzione collegati con tale interconnettore; €
 - (f) l'esonazione non deve andare a detrimento della concorrenza o dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema di regolamentato al quale l'interconnettore è collegato.
2. In casi eccezionali, il paragrafo 1 si applica altresì agli ~~interconnettore~~ interconnettori per corrente alternata, a condizione che i costi e i rischi degli investimenti in questione siano particolarmente elevati, se paragonati ai costi e ai rischi di norma sostenuti al momento del collegamento di due reti di trasmissione nazionali limitrofe mediante un interconnettore per corrente alternata.
3. Il paragrafo 1 si applica anche in caso di significativi aumenti di capacità degli interconnettori ~~di interconnettore~~ esistenti.
4. La decisione riguardante l'esonazione di cui ai paragrafi 1, 2 e 3 è adottata, caso per caso, dalle autorità di regolamentazione degli Stati membri interessati. Un'esonazione può riguardare la totalità o una parte della capacità del nuovo interconnettore e dell'interconnettore esistente che ha subito un significativo aumento di capacità.

Entro due mesi dalla data in cui la domanda di esonazione è stata sottoposta all'ultima delle autorità di regolamentazione interessate, l'Agenzia può presentare un parere consultivo a tali autorità di regolamentazione che potrebbe fungere da base per la loro decisione.

Nel decidere di concedere un'esonazione si tiene conto, caso per caso, della necessità di imporre condizioni riguardo alla durata della medesima e all'accesso non discriminatorio all'interconnettore. Nel decidere dette condizioni si tiene conto, in

⁴³ Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (GU L 27 del 30.1.1997, pag. 20).

particolare, della capacità supplementare da creare o della modifica della capacità esistente, dei tempi del progetto e delle circostanze nazionali.

Prima di concedere un'esenzione le autorità di regolamentazione degli Stati membri interessati decidono le regole e i meccanismi di gestione e assegnazione della capacità. Le norme in materia di gestione della congestione includono l'obbligo di offrire sul mercato le capacità non utilizzate e gli utenti dell'infrastruttura godono del diritto a negoziare la capacità contrattuale non utilizzata sul mercato secondario. Nella valutazione dei criteri di cui al paragrafo 1, lettere a), b) e f), si tiene conto dei risultati della procedura di assegnazione delle capacità.

Qualora tutte le autorità di regolamentazione interessate abbiano raggiunto un accordo sulla decisione di esenzione entro sei mesi, informano l'Agenzia di tale decisione.

La decisione di esenzione, incluse le condizioni di cui al secondo comma del presente paragrafo, è debitamente motivata e pubblicata.

5. La decisione di cui al paragrafo 4 è assunta dall'Agenzia:
 - (a) qualora tutte le autorità di regolamentazione interessate non siano riuscite a raggiungere un accordo entro sei mesi dalla data in cui è stata presentata una domanda di esenzione dinanzi all'ultima di queste autorità di regolamentazione; oppure ovvero
 - (b) dietro richiesta congiunta delle autorità di regolamentazione interessate.

Prima di adottare tale decisione, l'Agenzia consulta le autorità di regolamentazione interessate e i richiedenti.

6. Nonostante i paragrafi 4 e 5, gli Stati membri possono disporre che l'autorità di regolamentazione o l'Agenzia, a seconda dei casi, trasmettano all'organo pertinente nello Stato membro in questione, ai fini dell'adozione di una decisione formale, il suo parere sulla domanda di esenzione. Il parere è pubblicato contestualmente alla decisione.
7. Una copia di ogni domanda di esenzione è trasmessa, per conoscenza, dalle autorità di regolamentazione all'Agenzia ed alla Commissione senza indugio dopo la ricezione. La decisione è notificata tempestivamente alla Commissione dalle autorità di regolamentazione interessate o dall'Agenzia (organi di notificazione), unitamente a tutte le informazioni pertinenti alla decisione. Tali informazioni possono essere comunicate alla Commissione in forma aggregata per permetterle di giungere ad una decisione debitamente motivata. In particolare, le informazioni riguardano:
 - (a) le ragioni particolareggiate in base alle quali è stata concessa o rifiutata l'esenzione, incluse le informazioni di ordine finanziario che giustificano la necessità della stessa;
 - (b) l'analisi dell'effetto sulla concorrenza e sull'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica risultante dalla concessione dell'esenzione;
 - (c) la motivazione della durata e della quota della capacità totale dell'interconnettore in questione per cui è concessa l'esenzione; €

- (d) l'esito della consultazione con le autorità di regolamentazione interessate.
8. Entro un termine di ⇒ 50 giorni lavorativi ⇐ ~~due mesi~~ dal giorno successivo a quello di ricezione di una notifica ai sensi del paragrafo 7, la Commissione può adottare una decisione che impone agli organi di notificazione di modificare o annullare la decisione di concedere un'esenzione. Tale periodo di ⇒ 50 giorni lavorativi ⇐ ~~due mesi~~ può essere prorogato di un termine aggiuntivo di ⇒ 50 giorni lavorativi ⇐ ~~due mesi~~, ove la Commissione richieda ulteriori informazioni. Tale termine aggiuntivo inizia a decorrere dal giorno successivo a quello in cui pervengono informazioni complete. Il termine iniziale ~~di due mesi~~ può altresì essere prorogato con il consenso della Commissione e degli organi di notificazione.

La notifica si considera ritirata se le informazioni chieste non sono fornite entro il termine stabilito nella domanda, a meno che, prima della scadenza, tale termine non sia stato prorogato con il consenso della Commissione e degli organi di notificazione, ovvero gli organi di notificazione non abbiano informato la Commissione, con una comunicazione debitamente motivata, di considerare completa la notifica.

Gli organi di notificazione si conformano ad una decisione della Commissione che richiede la modifica o l'annullamento della decisione di esenzione entro un mese dalla data di adozione e ne informano la Commissione.

La Commissione assicura la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

L'approvazione di una decisione di esenzione da parte della Commissione perde effetto due anni dopo la sua adozione se la costruzione dell'interconnettore non è ancora cominciata, e cinque anni dopo la sua adozione se l'interconnettore non è ancora operativo, a meno che la Commissione decida ⇒, in base a una richiesta motivata da parte degli organi di notificazione, ⇐ che un ritardo sia dovuto a gravi ostacoli che esulano dal controllo della persona beneficiaria dell'esenzione.

⇩ nuovo

9. Qualora le autorità di regolamentazione degli Stati membri interessati decidano di modificare una decisione ai sensi del paragrafo 1, notificano senza indugio tale decisione alla Commissione, unitamente a tutte le informazioni rilevanti ai fini della decisione stessa. I paragrafi da 1 a 8 si applicano alla decisione notificata, tenendo conto delle particolarità dell'esenzione in vigore.
10. La Commissione, su domanda o d'ufficio, può riaprire il procedimento:
- (a) se, tenendo debitamente conto delle legittime aspettative delle parti e dell'equilibrio economico realizzato nella prima decisione di esenzione, vi è stato un cambiamento sostanziale riguardo a uno dei fatti su cui si fonda la decisione;
 - (b) se le imprese interessate contravvengono agli impegni assunti; oppure

- (c) se la decisione si basa su informazioni, trasmesse dalle parti, che sono incomplete, inesatte o fuorvianti.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

~~11.9. Alla~~ Commissione ☒ è conferito il potere di ☒ ~~può~~ adottare ~~orientamenti~~ ⇒ atti delegati conformemente all'articolo 63 riguardo all'adozione di orientamenti ⇐ per l'applicazione delle condizioni di cui al paragrafo 1 del presente articolo e per definire la procedura da seguire per l'applicazione dei paragrafi 4, 7, ~~8,~~ ⇒, 9 e 10 ⇐ del presente articolo. ~~Tali misure, intese a modificare elementi non essenziali del presente regolamento completandolo, sono adottate secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 23, paragrafo 2.~~

~~Articolo 19~~

~~Autorità di regolamentazione~~

~~Nell'esercizio delle loro competenze le autorità di regolamentazione assicurano il rispetto del presente regolamento e degli orientamenti adottati in forza dell'articolo 18. Se necessario per realizzare gli obiettivi del presente regolamento, le autorità di regolamentazione cooperano tra loro, con la Commissione e con l'Agenzia conformemente al capitolo IX della direttiva 2009/72/CE.~~

~~Articolo 60~~

~~Comunicazione di informazioni e riservatezza~~

1. Gli Stati membri e le autorità di regolamentazione forniscono alla Commissione, su sua richiesta, tutte le informazioni necessarie ai fini ⇒ dell'applicazione delle disposizioni del presente regolamento ⇐ ~~dell'articolo 13, paragrafo 4, e dell'articolo 18.~~

~~In particolare ai fini dell'articolo 13, paragrafi 4 e 6, le autorità di regolamentazione comunicano periodicamente informazioni sui costi effettivamente sostenuti dai gestori nazionali del sistema di trasmissione, come pure i dati e tutte le informazioni pertinenti relativi ai flussi fisici nelle reti di gestori del sistema di trasmissione e ai costi della rete.~~

La Commissione stabilisce un termine ragionevole entro il quale vanno comunicate le informazioni, tenendo conto della complessità delle informazioni richieste e dell'urgenza delle stesse.

2. Se lo Stato membro o l'autorità di regolamentazione interessata non comunicano le informazioni di cui al paragrafo 1 entro il termine fissato conformemente al paragrafo 1 ~~del presente articolo~~, la Commissione può richiedere tutte le informazioni necessarie ai fini ⇒ dell'applicazione delle disposizioni del presente

regolamento ~~⇐ dell'articolo 13, paragrafo 4 e dell'articolo 18~~ direttamente alle imprese interessate.

Quando invia una richiesta di informazioni ad un'impresa, la Commissione trasmette contemporaneamente una copia della richiesta alle autorità di regolamentazione dello Stato membro nel cui territorio è ubicata la sede dell'impresa.

3. Nella richiesta di informazioni di cui al paragrafo 1, la Commissione precisa la base giuridica della richiesta, il termine per la comunicazione delle informazioni, lo scopo della richiesta nonché le sanzioni previste dall'articolo ~~6122~~, paragrafo 2, in caso di comunicazione di informazioni inesatte, incomplete o fuorvianti. La Commissione stabilisce un termine ragionevole tenendo conto della complessità delle informazioni richieste e dell'urgenza delle stesse.
4. I titolari delle imprese o i loro rappresentanti e, in caso di persone giuridiche, le persone autorizzate a rappresentarle per legge o per statuto, sono tenuti a fornire le informazioni richieste. Qualora i legali aventi mandato ad agire forniscano le informazioni per conto dei loro clienti, questi ultimi conservano la piena responsabilità nel caso in cui le informazioni fornite siano incomplete, inesatte o fuorvianti.
5. Se un'impresa non dà le informazioni richieste nel termine stabilito dalla Commissione oppure dà informazioni incomplete, la Commissione le può richiedere mediante decisione. Tale decisione precisa le informazioni richieste e stabilisce un termine adeguato entro il quale esse devono essere fornite e precisa le sanzioni previste dall'articolo ~~6122~~, paragrafo 2. Essa indica anche il diritto di impugnare la decisione davanti alla Corte di giustizia ~~☒~~ dell'Unione europea ~~☒ delle Comunità europee~~.

La Commissione invia contemporaneamente una copia della sua decisione all'autorità di regolamentazione dello Stato membro nel cui territorio risiede la persona o si trova la sede dell'impresa.

6. Le informazioni di cui ai paragrafi 1 e 2, sono utilizzate soltanto ai fini dell'⇒ applicazione delle disposizioni del presente regolamento ~~⇐ articolo 13, paragrafo 4 e dell'articolo 18~~.

La Commissione non divulga le informazioni ~~acquisite in forza del presente regolamento~~ protette dal segreto professionale che sono state acquisite in forza del presente regolamento.

Articolo ~~6122~~

Sanzioni

1. Fatto salvo il paragrafo 2, gli Stati membri determinano le sanzioni da irrogare in caso di violazione delle disposizioni del presente regolamento ⇒, dei codici di rete adottati a norma dell'articolo 55 e degli orientamenti adottati a norma dell'articolo 57, ⇐ e adottano ogni provvedimento necessario per assicurare l'applicazione delle sanzioni stesse. Le sanzioni devono essere effettive,

proporzionate e dissuasive. ~~Gli Stati membri notificano alla Commissione, entro il 1o luglio 2004, le sanzioni corrispondenti al disposto del regolamento (CE) n. 1228/2003 e provvedono a dare immediata comunicazione alla Commissione delle modifiche successive ad esso afferenti. Essi notificano alla Commissione ogni sanzione non corrispondente al disposto del regolamento (CE) n. 1228/2003 entro il 3 marzo 2011 e provvedono a dare immediata comunicazione alla Commissione delle modifiche successive ad esso afferenti.~~

2. La Commissione può, mediante decisione, infliggere alle imprese ammende di importo non superiore all'1% del fatturato complessivo realizzato nell'esercizio precedente qualora esse forniscano intenzionalmente o per negligenza informazioni inesatte, incomplete o fuorvianti in risposta ad una richiesta effettuata in forza dell'articolo ~~6020~~, paragrafo 3, o omettano di fornire informazioni entro il termine stabilito da una decisione adottata in virtù dell'articolo ~~6020~~, paragrafo 5, primo comma. Per determinare l'importo dell'ammenda la Commissione tiene conto della gravità del mancato rispetto delle prescrizioni di cui al primo comma.
3. Le sanzioni previste al paragrafo 1 e le decisioni adottate a norma del paragrafo 2, non hanno carattere penale.

↓ 714/2009

Articolo ~~6223~~

Procedura di comitato

1. La Commissione è assistita dal comitato istituito dall'articolo ~~6846~~ della ~~direttiva 2009/72/CE~~ [rifusione della direttiva 2009/72/CE, proposta da COM(2016) 864/2].

~~2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo si applicano l'articolo 5 bis, paragrafi da 1 a 4, e l'articolo 7 della decisione 1999/468/CE, tenendo conto delle disposizioni dell'articolo 8 della stessa.~~

↓ 347/2013

~~23. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 5 del regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio⁴⁴, del 16 febbraio 2011, che stabilisce le regole e i principi generali relativi alle modalità di controllo da parte degli Stati membri dell'esercizio delle competenze di esecuzione attribuite alla Commissione ~~[11]~~.~~

⁴⁴ Regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 febbraio 2011, che stabilisce le regole e i principi generali relativi alle modalità di controllo da parte degli Stati membri dell'esercizio delle competenze di esecuzione attribuite alla Commissione (GU L 55 del 28.2.2011, pag. 13).

~~Articolo 24~~

~~Relazione della Commissione~~

~~La Commissione verifica l'attuazione del presente regolamento. Nella relazione a norma dell'articolo 47, paragrafo 6 della direttiva 2009/72/CE la Commissione riferisce sulle esperienze acquisite nell'applicazione del presente regolamento. La relazione esamina in particolare in che misura il presente regolamento sia riuscito a far sì che gli scambi transfrontalieri di energia elettrica si effettuino secondo condizioni d'accesso alla rete non discriminatorie e che riflettono i costi, in modo da contribuire ad offrire una libertà di scelta al consumatore in un mercato interno dell'energia elettrica funzionante e ad assicurare una sicurezza degli approvvigionamenti a lungo termine, nonché in che misura siano in essere efficaci segnali differenziati per località. Se necessario, la relazione è corredata di proposte e/o raccomandazioni adeguate.~~

Articolo 63

Esercizio della delega

1. Il potere di adottare atti delegati è conferito alla Commissione alle condizioni stabilite nel presente articolo.
2. Il potere di adottare gli atti delegati di cui all'articolo 31, paragrafo 3, all'articolo 46, paragrafo 4, all'articolo 55, paragrafo 1, all'articolo 56, paragrafi 1 e 4, e all'articolo 59, paragrafo 11, è conferito alla Commissione per un periodo indeterminato a decorrere da [OP: *inserire la data di entrata in vigore*].
3. La delega di potere di cui all'articolo 31, paragrafo 3, all'articolo 46, paragrafo 4, all'articolo 55, paragrafo 1, all'articolo 56, paragrafi 1 e 4, e all'articolo 59, paragrafo 11, può essere revocata in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio. La decisione di revoca pone fine alla delega di potere ivi specificata. Gli effetti della decisione decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* o da una data successiva ivi specificata. Essa non pregiudica la validità degli atti delegati già in vigore.
4. Prima di adottare un atto delegato, la Commissione consulta gli esperti designati da ciascuno Stato membro conformemente ai principi stabiliti dall'accordo interistituzionale "Legiferare meglio" del 13 aprile 2016.
5. Non appena adotta un atto delegato, la Commissione ne dà contestualmente notifica al Parlamento europeo e al Consiglio.

6. L'atto delegato adottato ai sensi dell'articolo 31, paragrafo 3, dell'articolo 46, paragrafo 4, dell'articolo 55, paragrafo 1, dell'articolo 56, paragrafi 1 e 4, e dell'articolo 59, paragrafo 11, entra in vigore solo se né il Parlamento europeo né il Consiglio hanno sollevato obiezioni entro il termine di due mesi dalla data in cui esso è stato loro notificato o se, prima della scadenza di tale termine, sia il Parlamento europeo che il Consiglio hanno informato la Commissione che non intendono sollevare obiezioni. Tale termine è prorogato di due mesi su iniziativa del Parlamento europeo o del Consiglio.

↓ 714/2009 (adattato)
⇒ nuovo

Articolo ~~6425~~

Abrogazione

Il regolamento (CE) n. ~~714/2009~~ ~~1228/2003~~ è abrogato ~~con effetto dal 3 marzo 2011~~. I riferimenti al regolamento abrogato si intendono fatti al presente regolamento e vanno letti secondo la tavola di concordanza di cui all'allegato II.

↓ 714/2009 (adattato)

Articolo ~~6526~~

Entrata in vigore

Il presente regolamento entra in vigore il ~~ventesimo~~ ~~giorno~~ successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

Esso si applica a decorrere dal ~~3 marzo 2011~~ ~~1° gennaio 2020~~.

Il presente regolamento è obbligatorio in tutti i suoi elementi e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati membri.

Fatto a Bruxelles, il

Per il Parlamento europeo
Il presidente

Per il Consiglio
Il presidente