

LEGGI ED ALTRI ATTI NORMATIVI

DECRETO LEGISLATIVO 3 luglio 2026, n. 136.

Attuazione della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE.

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 76 e 87, quinto comma, della Costituzione;

Vista la legge 23 agosto 1988, n. 400, recante «Disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei ministri» e, in particolare, l'articolo 14;

Vista la legge 24 dicembre 2012, n. 234, recante «Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea»;

Vista la legge 13 giugno 2025, n. 91, recante «Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2024» e, in particolare, l'articolo 1 e l'allegato A, numero 20);

Vista la direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE (rifusione);

Vista la direttiva 2008/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica;

Visto il regolamento (CE) n. 401/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sull'Agenzia europea dell'ambiente e la rete europea d'informazione e di osservazione in materia ambientale;

Vista la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE;

Vista la direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, relativa ai bilanci d'esercizio, ai bilanci consolidati e alle relative relazioni di talune tipologie di imprese, recante modifica della direttiva 2006/43/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e abrogazione delle direttive 78/660/CEE e 83/349/CEE del Consiglio;

Visto il regolamento (UE) 2015/703 della Commissione, del 30 aprile 2015, che istituisce un codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati;

Vista la direttiva (UE) 2015/1535 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 settembre 2015, che prevede una procedura d'informazione nel settore delle regolamentazioni tecniche e delle regole relative ai servizi della società dell'informazione;

Visto il regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee sui prezzi di gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE;

Visto il regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010;

Visto il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica i regolamenti (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio;

Vista la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;

Vista la direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo, dell'11 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;

Visto il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (rifusione);

Visto il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica;

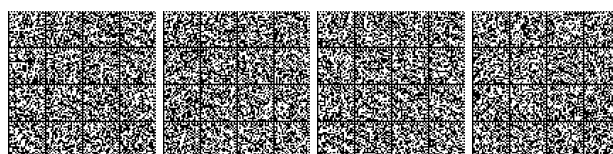
Vista la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;

Visto il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999;

Visto il regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e le direttive 2009/73/CE e (UE) 2019/944, e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013;

Vista la direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023, sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955;

Visto il regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011, (UE)



2017/1938, (UE) 2019/942 e (UE) 2022/869 e la decisione (UE) 2017/684 e che abroga il regolamento (CE) n. 715/2009 (rifusione);

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante «Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità»;

Vista la legge 15 marzo 1997, n. 59, recante «Delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alle regioni ed enti locali, per la riforma della pubblica amministrazione e per la semplificazione amministrativa»;

Visto il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, recante «Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59»;

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, recante «Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144»;

Vista la legge 23 agosto 2004, n. 239, recante «Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia»;

Visto il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, recante «Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia»;

Vista la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante «Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia»;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante «Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE»;

Visto il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, recante «Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE»;

Visto il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114, recante «Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli uffici giudiziari»;

Visto il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, recante «Attuazione della direttiva 2012/27/UE 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»;

Vista la legge 4 agosto 2017, n. 124, recante «Legge annuale per il mercato e la concorrenza»;

Visto il decreto legislativo 14 luglio 2020, n. 73, recante «Attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica»;

Visto il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante «Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018,

sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, come modificata dalla direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio»;

Visto il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, recante «Attuazione della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE»;

Vista la legge 30 dicembre 2024, n. 207, recante «Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2025 e bilancio pluriennale per il triennio 2025-2027»;

Visto il decreto legislativo 7 gennaio 2026, n. 3, recante «Attuazione della direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione»;

Vista la preliminare deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 27 marzo 2026;

Acquisito il parere della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, espresso nella seduta dell'11 giugno 2026;

Acquisiti i pareri delle competenti Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica;

Vista la deliberazione del Consiglio dei ministri adottata nella riunione del 2 luglio 2026;

Sulla proposta del Ministro per gli affari europei, il PNRR e le politiche di coesione e del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con i Ministri degli affari esteri e della cooperazione internazionale, dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, dell'economia e delle finanze e della giustizia;

EMANA

il seguente decreto legislativo:

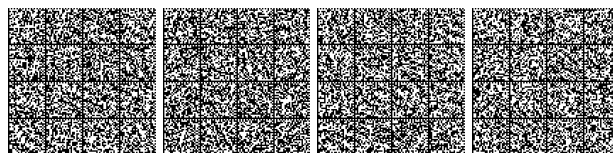
Capo I

PRINCIPI GENERALI

Art. 1.

Principi generali di organizzazione dei mercati del gas e dell'idrogeno

1. I mercati del gas naturale e dell'idrogeno sono disciplinati e regolati in base ai principi di libertà degli scambi transfrontalieri, integrazione e interconnessione con i mercati e le reti europei, trasparenza e dinamicità del sistema dei prezzi, libertà di scelta del fornitore, informazione



e partecipazione attiva dei clienti finali, protezione dei clienti vulnerabili e in condizione di povertà energetica, in conformità alle previsioni di cui al regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, e alla direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024. L'organizzazione del mercato tiene conto, altresì, dell'esigenza di dare stabilità agli investimenti necessari per la transizione energetica previsti dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC) e per l'aumento della capacità di interconnessione di cui al regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, nonché dell'esigenza di garantire priorità al dispacciamento dei vettori da fonti rinnovabili, con particolare riferimento ai settori difficili da decarbonizzare.

2. I partecipanti al mercato interno del gas naturale e dell'idrogeno provenienti da Paesi non appartenenti all'Unione europea sono tenuti al rispetto del diritto dell'Unione e del diritto nazionale, compresa la normativa in materia di ambiente e sicurezza.

Capo II

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CERTIFICAZIONE,
DIRITTI DEI CLIENTI E SISTEMI DI MISURAZIONE

Art. 2.

Certificazione del gas rinnovabile e dei combustibili a basse emissioni di carbonio

1. Il gas rinnovabile è certificato conformemente alle previsioni di cui agli articoli 42, 42-bis e 43 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. I combustibili a basse emissioni di carbonio sono certificati in conformità alle metodologie individuate sulla base delle previsioni di cui all'articolo 9 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, e del presente articolo.

2. Al fine di garantire che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di combustibili a basse emissioni di carbonio sia pari almeno al 70 per cento rispetto al carburante fossile di riferimento, gli operatori economici sono tenuti a dimostrare il rispetto di tale soglia e dei requisiti stabiliti nella metodologia di cui al comma 7. A tal fine, gli operatori economici utilizzano un sistema di equilibrio di massa in conformità all'articolo 30, paragrafi 1 e 2, della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018.

3. Il sistema nazionale di certificazione della sostenibilità, istituito ai sensi dell'articolo 42, comma 16, del decreto legislativo n. 199 del 2021 è aggiornato, secondo le modalità ivi previste, al fine di estenderne l'ambito di applicazione ai combustibili a basse emissioni di carbonio e in conformità alle disposizioni di cui al presente articolo.

4. Gli operatori economici appartenenti alla filiera aderiscono al sistema nazionale di certificazione al fine di garantire:

a) l'affidabilità delle informazioni che gli operatori economici stessi forniscono in merito al rispetto della soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del

70 per cento, di cui al comma 2, e della metodologia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, di cui al comma 6;

b) un livello adeguato di verifica indipendente di parte terza delle informazioni fornite e per accertare che i sistemi utilizzati dagli operatori economici siano precisi, affidabili e a prova di frode.

5. Gli operatori economici sono tenuti a mettere a disposizione delle autorità competenti, su richiesta, i dati utilizzati per fornire le informazioni di cui al comma 4.

6. Gli obblighi di cui al presente articolo si applicano a prescindere dal fatto che i combustibili a basse emissioni di carbonio siano prodotti nell'Unione europea o importati. Le informazioni sull'origine geografica e sul tipo di materie prime dei combustibili a basse emissioni di carbonio o dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio sono messe a disposizione dei consumatori sui siti internet degli operatori, dei fornitori e del Gestore dei servizi energetici (GSE) e aggiornate su base annuale.

7. La metodologia per calcolare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta grazie ai combustibili a basse emissioni di carbonio, diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato, è definita dal regolamento delegato (UE) 2025/2359 della Commissione europea, dell'8 luglio 2025, fatto salvo quanto previsto per i carburanti derivanti da carbonio riciclato, sottocategoria dei combustibili a basse emissioni di carbonio, per i quali si applica il regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione europea, del 10 febbraio 2023.

8. Se un operatore economico presenta prove o dati ottenuti conformemente a un sistema riconosciuto con decisione adottata dalla Commissione europea, ai sensi dell'articolo 9, paragrafo 7, della direttiva (UE) 2024/1788, l'operatore medesimo non ha l'obbligo di fornire ulteriori prove del rispetto dei criteri per i quali il sistema è stato riconosciuto dalla Commissione europea.

9. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il comitato tecnico consultivo, di cui all'articolo 33, comma 5-sexies, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e all'articolo 39, comma 11, del decreto legislativo n. 199 del 2021, esercita le proprie competenze anche in materia di combustibili a basse emissioni di carbonio, secondo quanto stabilito dal presente decreto.

10. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche avvalendosi del Comitato di cui al comma 9, controlla il funzionamento degli organismi di certificazione che effettuano verifiche indipendenti nell'ambito di un sistema volontario riguardante i combustibili a basse emissioni di carbonio. Gli organismi di certificazione trasmettono, su richiesta del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, tutte le informazioni pertinenti necessarie per controllare la verifica, compresa la data, l'ora e il luogo esatti dei controlli. Qualora siano accertati casi di mancata conformità, il Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica informa senza ritardo il sistema volontario.

11. Gli operatori economici sono tenuti a inserire nella banca dati dell'Unione europea istituita a norma dell'articolo 31-bis, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2018/2001 o nelle banche dati nazionali ad essa collegate, in confor-



mità all'articolo 31-bis, paragrafo 2, della medesima direttiva (UE) 2018/2001, le informazioni sulle transazioni effettuate e le caratteristiche di sostenibilità del gas rinnovabile e dei combustibili a basse emissioni di carbonio, in linea con quanto prescritto per i combustibili rinnovabili all'articolo 31-bis della direttiva (UE) 2018/2001. Laddove siano state rilasciate garanzie di origine per la produzione di una partita di gas a basse emissioni di carbonio, queste sono soggette alle stesse norme di cui al citato articolo 31-bis della direttiva (UE) 2018/2001 per le garanzie di origine rilasciate per la produzione di gas rinnovabile.

Art. 3.

Diritti contrattuali di base

1. Tutti i clienti hanno il diritto di essere riforniti di gas naturale e idrogeno da un fornitore di loro scelta, ove questi lo accetti, a prescindere dallo Stato membro in cui il fornitore è registrato, a condizione che il fornitore rispetti le norme applicabili in materia di scambi e bilanciamento e fatti salvi i requisiti in materia di sicurezza degli approvvigionamenti. I clienti finali hanno altresì il diritto di avere più di un contratto di fornitura di gas naturale o di idrogeno allo stesso tempo, purché siano stabiliti i punti di connessione e misurazione richiesti.

2. I clienti finali, ferma restando la normativa vigente relativa alla tutela dei consumatori, beneficiano dei diritti contrattuali previsti dai commi da 3 a 12, hanno il diritto a che i contratti di fornitura di gas naturale e di idrogeno indichino, in maniera chiara e agevolmente comprensibile:

a) l'identità, l'indirizzo di posta elettronica, l'indirizzo del fornitore e i contatti dell'assistenza ai consumatori;

b) i servizi forniti, le loro caratteristiche principali, i livelli di qualità dei servizi forniti e la data di allacciamento iniziale;

c) i servizi di manutenzione offerti;

d) i mezzi disponibili per ottenere informazioni aggiornate sulle tariffe vigenti, gli addebiti per i servizi di manutenzione e i prodotti o servizi a pacchetto;

e) la durata-base del contratto, le condizioni di rinnovo e di cessazione degli effetti del contratto e dei singoli servizi da questo previsti, ivi compresi i prodotti o i servizi a pacchetto, nonché l'eventuale facoltà, per il cliente, di risolvere in anticipo il contratto senza oneri;

f) l'indennizzo e le modalità di rimborso applicabili nel caso in cui i livelli di qualità previsti dal contratto non siano raggiunti, ivi compresi i casi di fatturazione imprecisa o tardiva;

g) nel caso in cui l'oggetto del contratto includa prestazioni ambientali, comprese le emissioni di biossido di carbonio se applicabili, impegni chiari, oggettivi, accessibili e verificabili apportati dal fornitore e, nel caso di fornitura di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio, la certificazione del gas rinnovabile e del gas a basse emissioni di carbonio;

h) le forme di risoluzione stragiudiziale delle controversie e le relative modalità procedurali;

i) le informazioni sui diritti spettanti al cliente, ivi incluse le informazioni sulla gestione dei reclami e su tutti gli altri aspetti di cui al presente comma, le quali devono essere chiaramente indicate anche sulla fattura e sul sito internet del fornitore;

l) le informazioni sul fornitore e sul prezzo degli eventuali prodotti o servizi legati o abbinati alla fornitura di gas naturale o idrogeno, se applicabili.

3. Le condizioni contrattuali applicate ai clienti finali sono eque e comunicate in modo chiaro e comprensibile prima della conclusione del contratto anche qualora il contratto medesimo sia stipulato per il tramite di intermediari. Prima della conclusione del contratto, il cliente finale ha altresì diritto a ricevere:

a) le informazioni sul fornitore di prodotti o servizi e sul prezzo di tali prodotti o servizi che sono legati o abbinati alla fornitura di gas;

b) un documento informativo di sintesi, delle principali condizioni contrattuali e delle ulteriori condizioni contrattuali, in maniera evidenziata e con un linguaggio semplice e conciso.

4. La violazione del comma 3, ad opera del fornitore, è causa di nullità del contratto di fornitura. La nullità opera soltanto in favore del cliente finale e può essere rilevata anche d'ufficio dal giudice.

5. Il cliente finale ha il diritto di ricevere dal fornitore una comunicazione chiara, comprensibile e tempestiva dell'intenzione di modificare le condizioni contrattuali e della loro facoltà di recedere dal contratto. In caso di adeguamento del prezzo di fornitura, il cliente finale deve essere altresì informato, in via diretta, dei motivi e prerequisiti dell'adeguamento e della sua entità, con un preavviso di almeno due settimane ovvero di almeno un mese qualora si tratti di un cliente civile, rispetto alla data di applicazione del medesimo adeguamento. Sono escluse dall'obbligo di comunicazione di cui al presente comma, le variazioni dei corrispettivi che derivano da indicizzazione o adeguamento automatico degli stessi non determinati dal fornitore. I clienti finali hanno altresì il diritto a che i fornitori non modifichino unilateralmente in maniera sfavorevole le condizioni contrattuali economiche e di durata, né risolvano i contratti prima della scadenza.

6. Nelle ipotesi indicate dal comma 5, il cliente finale può recedere dal contratto, con dichiarazione inviata al fornitore, mediante lettera raccomandata con ricevuta di ritorno ovvero mediante posta elettronica, anche ordinaria, entro il termine indicato dal fornitore, comunque non inferiore a dieci giorni lavorativi, decorrente dal ricevimento della comunicazione di cui al comma 5. La comunicazione di cui al comma 5 indica gli indirizzi, ivi compreso almeno un indirizzo di posta elettronica ordinaria, ai quali la dichiarazione di recesso può essere trasmessa.

7. I fornitori di gas naturale e di idrogeno forniscono ai clienti finali informazioni chiare e trasparenti sui prezzi e sulle tariffe praticati, nonché sulle condizioni contrattuali generalmente praticate per l'accesso e l'uso dei servizi, incluse, se previste, le promozioni e gli sconti. I fornitori specificano se il prezzo applicato è di natura fissa o variabile. Le informazioni contrattuali fondamentali sono evidenziate in modo chiaro e comprensibile.



8. I fornitori offrono ai clienti finali diversi metodi di pagamento. Il metodo di pagamento prescelto dal cliente finale non può in ogni caso determinare indebite discriminazioni. Le eventuali differenze negli oneri relativi ai diversi metodi di pagamento e ai differenti sistemi di prepagamento devono essere oggettive, non discriminatorie e proporzionate e, in ogni caso, non possono superare i costi diretti a carico del beneficiario legati all'uso di un determinato metodo di pagamento o di un determinato sistema di prepagamento. L'accesso a sistemi di prepagamento non può determinare condizioni svantaggiose per i clienti.

9. I fornitori di gas naturale e di idrogeno applicano condizioni generali di fornitura eque e trasparenti, redatte in un linguaggio semplice e univoco, prive di ostacoli non contrattuali all'esercizio dei diritti dei clienti finali, quali un'eccessiva documentazione. I clienti finali sono altresì tutelati contro pratiche di vendita sleali o ingannevoli.

10. I clienti finali hanno diritto a un buon livello di prestazione dei servizi e di gestione dei propri eventuali reclami da parte dei fornitori, in modo semplice, equo e rapido.

11. I clienti civili di gas naturale hanno diritto di essere informati in modo adeguato dai fornitori sulle misure alternative alla disconnessione del servizio, con sufficiente anticipo rispetto alla data prevista per l'interruzione della fornitura, comunque non inferiore a un mese. Le misure alternative possono consistere in fonti di sostegno, in sistemi di prepagamento, in audit energetici, in servizi di consulenza energetica, in piani di pagamento alternativi, in consulenze per la gestione dell'indebitamento e in moratorie e non comportano, in ogni caso, costi supplementari per i clienti interessati.

12. I clienti finali hanno diritto a che i fornitori non risolvano i contratti o non interrompano la fornitura per motivi che sono oggetto di un reclamo o di una risoluzione extragiudiziale delle controversie e non pregiudichino i diritti e gli obblighi contrattuali.

13. L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), con uno o più atti da adottare entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, adegua la disciplina regolatoria al fine di rendere effettivi i diritti di cui al presente articolo con riferimento al settore della vendita di gas naturale. La medesima Autorità con uno o più atti regolatori applica le disposizioni di cui al presente articolo al settore della vendita dell'idrogeno sulla base di criteri di gradualità tenuto conto del livello di maturità del relativo mercato.

Art. 4.

Diritto a cambiare fornitore

1. I clienti hanno il diritto di cambiare fornitore di gas naturale e idrogeno o di cambiare partecipante al mercato del gas naturale e dell'idrogeno senza discriminazioni legate ai costi, agli oneri o ai tempi e nel più breve tempo possibile e, comunque, entro un termine massimo di tre settimane dalla data di ricevimento della richiesta.

2. Il processo tecnico di passaggio da un fornitore o da un partecipante al mercato all'altro non deve richiedere più di ventiquattro ore e deve essere possibile in qualsiasi giorno lavorativo, secondo modalità individuate dall'ARERA.

3. Fatta eccezione per l'ipotesi prevista dal comma 4, l'esercizio del diritto di recesso da parte dei clienti civili e delle imprese che occupano meno di cinquanta dipendenti, a tempo indeterminato e a termine, e che realizzano un fatturato ovvero un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro, non è soggetto ad alcun onere per cambio fornitore, anche qualora la fornitura sia abbinata o connessa ad altri servizi o prodotti.

4. Il fornitore può imporre oneri di risoluzione anticipata nei contratti a tempo determinato e a prezzo fisso, qualora il cliente decida di recedere volontariamente prima della scadenza, a condizione che tale onere sia stato indicato, in maniera espressa, chiara e agevolmente comprensibile, tanto nel documento informativo comunicato prima della stipula del contratto quanto nel contratto stesso e sia stato specificamente approvato e sottoscritto dal cliente. La somma richiesta deve in ogni caso essere proporzionata e non può eccedere la perdita economica direttamente subita dal fornitore o dal partecipante al mercato coinvolto in un'aggregazione a seguito dello scioglimento anticipato del contratto, ivi compresi i costi legati a eventuali pacchetti di investimenti o servizi già forniti al cliente nell'ambito del contratto. L'onere di provare l'esistenza e l'entità di tale perdita economica diretta grava sul fornitore.

5. I clienti civili di gas naturale e di idrogeno hanno diritto di partecipare a programmi collettivi di cambio di fornitore, alle stesse condizioni e con le medesime garanzie previste dal presente articolo per i cambi individuali, nonché senza oneri aggiuntivi.

6. L'ARERA, con propri provvedimenti, assicura l'attuazione delle disposizioni del presente articolo, introducendo misure volte a contrastare comportamenti opportunistici di cambio del fornitore da parte dei clienti finali morosi, anche limitando la possibilità di cambio del fornitore, salvo il caso in cui siano state attivate procedure di contestazione o conciliazione sulle bollette, e assicura che i clienti abbiano informazioni chiare sul cambio fornitore di gas naturale e idrogeno anche attraverso gli sportelli di cui all'articolo 22, comma 6, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Art. 5.

Diritti e tutela dei consumatori in relazione alla graduale eliminazione del gas naturale

1. Nel caso di disconnessione degli utenti dalla rete in relazione alla graduale eliminazione del gas naturale per garantire il rispetto dell'attuazione dell'obiettivo della neutralità climatica, l'ARERA, con uno o più provvedimenti, provvede affinché:

a) gli utenti della rete, i clienti finali e i soggetti interessati siano informati con adeguato anticipo della data prevista per la disconnessione, delle fasi previste e del relativo calendario;

b) i clienti finali ricevano informazioni sulle opzioni di riscaldamento sostenibili, abbiano accesso a un'adeguata consulenza e siano informati sui meccanismi di sostegno disponibili attraverso lo Sportello per il con-



sumatore energia e ambiente e gli sportelli unici di cui all'articolo 22, comma 6, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;

c) eventuali trasferimenti finanziari tra servizi regolamentati siano conformi alle disposizioni di cui all'articolo 5 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e siano non discriminatori tra categorie di clienti e tra vettori energetici;

d) nel pianificare e realizzare la graduale eliminazione del gas naturale, si tenga debitamente conto delle esigenze specifiche dei clienti vulnerabili e dei clienti in condizioni di povertà energetica.

Art. 6.

Clienti attivi sul mercato del gas naturale

1. I clienti finali di gas naturale, ivi inclusi i clienti appartenenti al settore agricolo e al settore pubblico, hanno diritto di agire in qualità di clienti attivi senza essere soggetti a procedure o oneri discriminatori o sproporzionati, né a oneri di rete non commisurati ai costi effettivi. Essi mantengono tutti i diritti riconosciuti ai clienti finali.

2. I clienti attivi di gas naturale:

a) possono operare individualmente sul mercato o in forma consorziata;

b) hanno il diritto di vendere sul mercato il gas rinnovabile autoprodotta attraverso il sistema del gas naturale;

c) hanno il diritto di partecipare a meccanismi di efficienza energetica;

d) possono delegare a un soggetto terzo la gestione degli impianti necessari per la loro attività, ivi compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, senza che tali soggetti terzi debbano a loro volta considerarsi clienti attivi;

e) sono soggetti a oneri di rete idonei a rispettare i costi, trasparenti e non discriminatori, così da garantire un contributo adeguato ed equilibrato alla ripartizione globale dei costi di sistema;

f) sono responsabili dal punto di vista finanziario degli squilibri che apportano al sistema del gas naturale ovvero delegano a un soggetto responsabile del bilanciamento, in conformità dell'articolo 3, lettera e), del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.

3. I clienti attivi proprietari di impianti di stoccaggio del gas naturale rinnovabile:

a) hanno diritto alla connessione alla rete entro un termine ragionevole dalla richiesta, purché siano soddisfatte le condizioni necessarie, ivi inclusa la responsabilità del bilanciamento;

b) non possono essere assoggettati a una duplicità di oneri, ivi compresi gli oneri di rete, per il gas immagazzinato che rimane nella loro disponibilità;

c) non possono essere assoggettati a requisiti od oneri sproporzionati per il rilascio di atti di autorizzazione o provvedimenti a contenuto equivalente;

d) sono autorizzati a fornire diversi servizi contemporaneamente, se tecnicamente possibile.

Art. 7.

Bollette e informazioni di fatturazione

1. I clienti finali hanno il diritto di ricevere dai propri fornitori bollette e informazioni di fatturazione accurate, facilmente comprensibili, chiare, concise, di facile consultazione e idonee a facilitare confronti con i servizi offerti da altri fornitori. I clienti finali hanno altresì il diritto di ricevere, su loro specifica ed espressa richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile da parte del fornitore sul modo in cui una determinata bolletta è stata compilata. La spiegazione deve risultare particolarmente chiara e dettagliata in caso di bollette non basate sui consumi effettivi.

2. I clienti finali ricevono le bollette e le informazioni di cui al comma 1 in maniera gratuita.

3. I clienti finali possono chiedere al proprio fornitore di ricevere le bollette e le informazioni di cui al comma 1 in formato elettronico, anche mediante posta elettronica ordinaria, e hanno diritto di accedere a soluzioni flessibili per il pagamento delle bollette.

4. Nel caso in cui il contratto di fornitura preveda variazioni dei prodotti e dei servizi offerti ovvero del prezzo di fornitura, ciò è indicato nella bolletta, unitamente alla data della prevista variazione.

5. Le bollette e le informazioni di fatturazione trasmesse soddisfano i requisiti minimi indicati nell'allegato I al presente decreto.

6. L'ARERA, con uno o più atti regolatori adottati entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sentite le organizzazioni rappresentative iscritte nel Registro unico nazionale ai sensi dell'articolo 45 del codice del terzo settore di cui al decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117, stabilisce le misure tecniche e di dettaglio necessarie al fine di rendere effettivi i diritti di cui al presente articolo. Con i medesimi provvedimenti di cui al primo periodo possono essere altresì previsti requisiti ulteriori rispetto a quelli indicati dal comma 5 del presente articolo.

Art. 8.

Sistemi di misurazione intelligenti del gas naturale

1. L'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti è effettuata solo dopo una valutazione costi-benefici, sulla base di criteri individuati dall'ARERA in conformità dei principi di cui all'allegato II al presente decreto, che individui i benefici netti per i clienti derivanti dall'uso dei contatori intelligenti e dalla sottoscrizione di offerte basate sui contatori intelligenti. Qualora la valutazione costi-benefici abbia esito negativo, la stessa è riesaminata in caso di mutamenti significativi delle condizioni di base o degli sviluppi tecnologici e di mercato.

2. L'ARERA fissa i requisiti funzionali e tecnici minimi dei sistemi di misurazione intelligenti, assicurandone la piena interoperabilità, in particolare con i sistemi di gestione dell'energia dei clienti finali e con le reti intelligenti, nonché la capacità di fornire informazioni per i



sistemi di gestione energetica dei clienti finali. Tali requisiti si conformano alle pertinenti norme tecniche europee, anche in tema di interoperabilità, e alle migliori prassi e, comunque, rispettano le seguenti condizioni:

a) il consumo effettivo di gas naturale deve essere accuratamente misurato e devono essere fornite ai clienti informazioni sul tempo effettivo inclusi dati sui consumi storici convalidati, resi accessibili e visualizzabili facilmente e in modo sicuro ai clienti finali, su richiesta e senza costi aggiuntivi, nonché i più recenti dati disponibili sui consumi non convalidati, anch'essi resi accessibili facilmente e in modo sicuro ai clienti finali, senza costi aggiuntivi e attraverso un'interfaccia standardizzata o mediante l'accesso a distanza, a sostegno dei programmi di efficienza energetica automatizzata e di altri servizi;

b) la sicurezza dei sistemi di misurazione intelligenti e della comunicazione dei dati è conforme alla pertinente normativa europea, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili per garantire il più alto livello di cyber-sicurezza, d'intesa con l'Agenzia per la cybersicurezza nazionale per gli aspetti di competenza, e dei costi, alla luce del principio di proporzionalità;

c) la riservatezza dei clienti finali e la protezione dei loro dati devono risultare conformi alla normativa nazionale ed europea sulla protezione e il trattamento dei dati personali;

d) se il cliente finale lo richiede, i dati sul consumo del gas naturale sono messi a disposizione, in conformità agli atti di esecuzione emessi dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 23 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, attraverso un'interfaccia di comunicazione standardizzata ovvero mediante l'accesso a distanza, oppure sono comunicati a un soggetto terzo che rappresenta il cliente. I dati sono messi a disposizione in un formato facilmente comprensibile, così da consentire il raffronto tra offerte comparabili. Il cliente finale ha diritto alla portabilità dei suoi dati personali, estraendoli dal contatore e trasmettendoli a terzi senza costi aggiuntivi;

e) l'operatore, prima ovvero, al più tardi, al momento dell'installazione del contatore intelligente, fornisce al cliente una consulenza e informazioni adeguate, con particolare riferimento al pieno potenziale del dispositivo in termini di gestione della lettura e di monitoraggio del consumo di energia nonché alla raccolta e al trattamento dei suoi dati personali a norma della pertinente normativa in materia di protezione dei dati;

f) i sistemi di misurazione intelligenti consentono la rilevazione dei consumi e la fatturazione dei clienti finali con una risoluzione temporale almeno pari al più breve periodo di regolazione previsto nel mercato nazionale;

g) l'accesso ai dati di misurazione e di consumo dei clienti finali da parte dei soggetti ammessi e per le finalità consentite dalla legge e dai provvedimenti dell'ARERA avviene in maniera non discriminatoria.

3. L'ARERA stabilisce altresì le modalità di contribuzione dei clienti finali ai costi connessi all'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti conformi ai requisiti indicati al comma 2, in modo trasparente e non discrimi-

natorio, nonché tenendo conto dei benefici a lungo termine per l'intera filiera. La medesima Autorità verifica con cadenza regolare gli eventuali benefici conseguiti dai clienti finali a seguito dell'introduzione dei descritti sistemi di misurazione intelligenti.

4. Nel caso di installazione di misuratori intelligenti, i clienti ricevono informazioni chiare e comprensibili in merito ai benefici dei contatori intelligenti, anche attraverso gli sportelli unici di cui all'articolo 22, comma 6 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Tali informazioni:

a) includono consigli su come utilizzare i sistemi di misurazione intelligenti per migliorare la propria efficienza energetica;

b) rispondono alle esigenze specifiche dei clienti in condizioni di povertà energetica o dei clienti vulnerabili.

5. Le disposizioni, le norme tecniche e i requisiti di cui al comma 2 si applicano unicamente agli impianti futuri e a quelli che sostituiscono gli impianti esistenti. I sistemi di misurazione intelligenti già installati o i cui lavori siano stati avviati prima del 4 agosto 2024 restano in funzione per l'intera durata del loro ciclo di vita. Ferma restando l'analisi costi-benefici di cui al comma 1, i sistemi che non soddisfano i requisiti di cui al comma 2 e all'allegato II al presente decreto, restano operativi entro e non oltre la data del 5 agosto 2036. L'avvio dei lavori coincide con la data di inizio dei lavori di costruzione richiesti dall'investimento ovvero, se antecedente, con la data del primo fermo impegno a ordinare le attrezzature necessarie ovvero ancora con la data in cui sia stato assunto qualsiasi altro impegno tale da rendere irreversibile l'investimento. In caso di acquisizione, l'avvio dei lavori coincide con la data di acquisizione degli attivi direttamente collegati allo stabilimento acquistato. L'acquisto di un terreno e le attività preparatorie, quali la richiesta di permessi o autorizzazioni e la realizzazione di studi di fattibilità non integrano l'avvio dei lavori.

6. Nel caso in cui l'analisi costi-benefici di cui al comma 1 abbia avuto esito negativo, i clienti finali hanno comunque diritto a richiedere l'installazione o l'adattamento, a proprie spese, di contatori intelligenti, a condizioni eque, ragionevoli ed efficaci, anche sul piano dei costi. Il contatore intelligente richiesto dal cliente finale è dotato, ove tecnicamente possibile, degli stessi requisiti di cui al comma 2 e assicura l'interoperabilità ed è in grado di realizzare la connettività delle infrastrutture di misurazione con i sistemi di gestione dell'energia. Il cliente finale che abbia richiesto l'installazione o l'adattamento di un contatore intelligente ha diritto a ricevere un'offerta che espliciti, in forma chiara, le funzioni, anche in chiave di interoperabilità, e i realistici vantaggi del contatore, nonché i costi a suo carico. Il contatore intelligente deve essere installato o adattato entro un termine ragionevole dalla richiesta, comunque non superiore a quattro mesi.

7. I clienti che ancora non dispongano di contatori intelligenti hanno diritto ad avere contatori convenzionali individuali in grado di misurare con precisione i propri consumi effettivi e facilmente leggibili.



Art. 9.

Sistemi di misurazione intelligenti nel sistema dell'idrogeno

1. L'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti nel sistema dell'idrogeno è soggetta a valutazione costi-benefici secondo criteri individuati dall'ARERA in conformità all'allegato II al presente decreto.

2. I sistemi di misurazione intelligenti sono in grado di misurare con precisione il consumo, fornire informazioni sul tempo effettivo d'uso e trasmettere e ricevere dati a fini d'informazione e controllo, utilizzando una forma di comunicazione elettronica. L'ARERA stabilisce i requisiti funzionali minimi dei sistemi di misurazione intelligenti nonché i requisiti di interoperabilità, assicurando la sicurezza degli stessi e della comunicazione dei pertinenti dati e la riservatezza di clienti finali, in conformità alla normativa europea nonché l'interoperabilità di tali sistemi e le procedure atte a garantire ai soggetti ammessi l'accesso ai dati.

3. L'ARERA stabilisce altresì le modalità di contribuzione dei clienti finali all'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti nel sistema dell'idrogeno in modo trasparente e non discriminatorio, tenendo conto dei benefici a lungo termine per l'intera filiera, ivi compreso per le operazioni di rete, nel calcolare gli oneri di rete applicabili ai clienti o le tasse pagate dai medesimi.

4. Nel caso in cui l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti per l'idrogeno sia stata valutata negativamente in seguito all'analisi costi-benefici di cui al comma 1, la valutazione medesima è riveduta tenuto conto dei cambiamenti significativi delle ipotesi di base e degli sviluppi tecnologici e del mercato.

*Capo III*MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO
23 MAGGIO 2000, N. 164

Art. 10.

*Modifiche all'articolo 1 del decreto legislativo
23 maggio 2000, n. 164*

1. All'articolo 1 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 2-bis:

1) dopo le parole: «si applicano in modo non discriminatorio anche» sono inserite le seguenti: «al gas rinnovabile, al gas a basse emissioni di carbonio, al biometano» e dopo le parole: «ordine tecnico o di sicurezza» sono aggiunte le seguenti: «, al fine di realizzare mercati del gas concorrenziali, sicuri e sostenibili dal punto di vista ambientale»;

2) dopo il primo periodo è aggiunto il seguente: «Non sono ammesse discriminazioni tra le imprese riguardo ai loro diritti o obblighi.».

b) dopo il comma 2-bis è aggiunto il seguente:

«2-ter. Al fine di favorire la decarbonizzazione, è sempre ammessa la stipulazione di contratti a lungo termine per i gas rinnovabili e i gas a basse emissioni di

carbonio che siano pur sempre conformi alle norme sulla concorrenza dell'Unione europea. È ammessa la stipulazione di contratti a lungo termine per la fornitura di gas di origine fossile non soggetto ad abbattimento purché la durata non si prolunga oltre il 31 dicembre 2049.».

Art. 11.

*Modifiche all'articolo 2 del decreto legislativo
23 maggio 2000, n. 164*

1. All'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla lettera a), dopo le parole: «gas naturale» sono inserite le seguenti: «o idrogeno»;

b) alla lettera b), dopo le parole: «gas naturale» sono inserite le seguenti: «o idrogeno»;

c) alla lettera d), dopo le parole: «gas naturale», ovunque ricorrono, sono inserite le seguenti: «o idrogeno»;

d) alla lettera n), dopo le parole: «consegna ai clienti» sono aggiunte le seguenti: «, a esclusione della fornitura»;

e) alla lettera o) dopo le parole: «liquefatto (GNL),» sono inserite le seguenti: «o di idrogeno, anche sotto forma di vettori di idrogeno organico liquido o idrogeno liquido e di derivati dell'idrogeno tra cui l'ammoniaca o il metanolo,»;

f) la lettera r) è abrogata;

g) la lettera v) è sostituita dalla seguente:

«v) impresa verticalmente integrata: un'impresa di gas naturale o un gruppo di imprese di gas naturale o un'impresa di idrogeno o un gruppo di imprese di idrogeno in cui la stessa persona o le stesse persone hanno, direttamente o indirettamente, il potere di esercitare un controllo e in cui l'impresa o il gruppo di imprese svolge almeno una delle funzioni di trasporto del gas naturale, trasporto dell'idrogeno, distribuzione del gas naturale, distribuzione dell'idrogeno, gestione di terminali dell'idrogeno, rigassificazione di GNL o stoccaggio di gas naturale o di idrogeno, e almeno una delle funzioni di produzione o fornitura di gas naturale o di idrogeno»;

h) alla lettera ee), dopo la parola: «sistema» sono inserite le seguenti: «del gas naturale»;

i) alla lettera jj), dopo le parole: «la persona fisica o giuridica che rifornisce» sono inserite le seguenti: «di gas naturale o idrogeno il sistema»;

l) alla lettera kk-ter), dopo le parole: «all'articolo 33, paragrafo 1 della medesima direttiva,» sono inserite le seguenti: «ai sensi dell'articolo 2, punto 12), della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio»;

m) alla lettera kk-terdecies), dopo le parole: «gas naturale» sono inserite le seguenti: «o idrogeno»;

n) alla lettera kk-quaterdecies), dopo le parole: «gas naturale» sono inserite le seguenti: «o idrogeno»;

o) alla lettera kk-sexiesdecies), dopo le parole: «gas naturale» sono inserite le seguenti: «o di idrogeno»;



p) dopo la lettera *kk-septiesdecies*) sono aggiunte le seguenti:

kk-duodevicies) gas naturale: gas costituito principalmente di metano, incluso biometano, o altri tipi di gas, che può essere iniettato nel sistema del gas naturale e trasportato attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza;

kk-undevicies) gas rinnovabile: combustibile gassoso prodotto dalle biomasse, incluso il biogas che è stato trasformato in biometano e i combustibili rinnovabili di origine non biologica ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera ll) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;

kk-vicies) gas a basse emissioni di carbonio: la parte di combustibili gassosi nei carburanti derivanti da carbonio riciclato ai sensi dell'articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, l'idrogeno a basse emissioni di carbonio e i combustibili sintetici gassosi il cui contenuto energetico deriva da idrogeno a basse emissioni di carbonio che rispettano una soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 per cento rispetto al carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica di cui alla metodologia adottata a norma dell'articolo 29-*bis*, paragrafo 3, della medesima direttiva (UE) 2018/2001;

kk-vicies semel) combustibili a basse emissioni di carbonio: i carburanti derivanti da carbonio riciclato ai sensi dell'articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2018/2001, l'idrogeno a basse emissioni di carbonio e i combustibili sintetici liquidi e gassosi il cui contenuto energetico deriva da idrogeno a basse emissioni di carbonio che rispettano una soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 per cento rispetto al carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica di cui alla metodologia adottata a norma dell'articolo 29-*bis*, paragrafo 3, della medesima direttiva (UE) 2018/2001;

kk-vicies bis) fornitore di ultima istanza: l'esercente designato che assicura la fornitura di gas naturale ai clienti finali che rimangono senza fornitore;

kk-vicies ter) impresa di gas naturale integrata: l'impresa integrata verticalmente o orizzontalmente;

kk-vicies quater) contratto a lungo termine: il contratto di fornitura di gas di durata superiore a un anno;

kk-vicies quinquies) sistema di entrata-uscita: un modello di accesso per il gas naturale o l'idrogeno in cui gli utenti del sistema prenotano diritti di capacità in modo indipendente ai punti di entrata e di uscita, che include il sistema di trasporto e può includere l'intero sistema di distribuzione o parte di esso, o le reti dell'idrogeno;

kk-vicies sexies) zona di bilanciamento: il sistema al quale si applica un dato regime di bilanciamento, che include il sistema di trasporto e può includere gli interi sistemi di distribuzione o parte di essi;

kk-vicies septies) punto di scambio virtuale: il punto commerciale non fisico all'interno di un sistema di entrata-uscita presso il quale il gas naturale o l'idrogeno sono scambiati tra venditore e acquirente senza bisogno di prenotare capacità;

kk-duodetries) utente della rete: il cliente o il potenziale cliente del gestore del sistema o lo stesso gestore del sistema, nella misura in cui per tale gestore sia necessario svolgere le sue funzioni in relazione al trasporto di gas naturale o idrogeno;

kk-undetries) punto di entrata: il punto soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete che dà accesso al sistema di entrata-uscita;

kk-tricies) punto di uscita: il punto soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete che consente il flusso di gas in uscita dal sistema di entrata-uscita;

kk-tricies semel) punto di interconnessione: il punto fisico o virtuale che collega sistemi di entrata-uscita adiacenti o che collega un sistema di entrata-uscita con un interconnettore, nella misura in cui tale punto è soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete;

kk-tricies bis) punto di interconnessione virtuale: due o più punti di interconnessione che collegano gli stessi due sistemi adiacenti di entrata-uscita integrati tra loro al fine di fornire un unico servizio di capacità;

kk-tricies ter) partecipante al mercato: la persona fisica o giuridica che acquista, vende o produce gas naturale o idrogeno o che gestisce servizi di stoccaggio, anche attraverso la trasmissione di ordini di compravendita su uno o più mercati del gas naturale o dell'idrogeno, compresi i mercati di bilanciamento;

kk-tricies quater) oneri di risoluzione del contratto: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori o dai partecipanti al mercato per risolvere un contratto di fornitura di gas o di servizi attinenti;

kk-tricies quinquies) oneri per cambio di fornitore: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori, dai partecipanti al mercato o dai gestori di sistemi, direttamente o indirettamente, in caso di cambiamento di fornitore o di partecipante al mercato, compresi gli oneri di risoluzione del contratto;

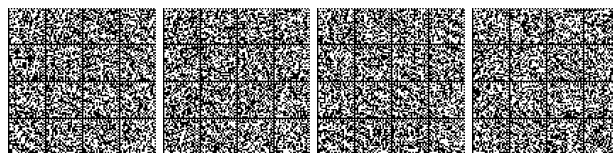
kk-tricies sexies) informazioni di fatturazione: le informazioni fornite nella fattura al cliente finale, esclusa la richiesta di pagamento;

kk-tricies septies) contatore convenzionale: il contatore analogico o elettronico sprovvisto della capacità di trasmettere e ricevere dati;

kk-duodequadrages) interoperabilità: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, la capacità di due o più reti, sistemi, dispositivi, applicazioni o componenti nei settori dell'energia o delle comunicazioni di interagire e di scambiare e utilizzare informazioni per svolgere le funzioni richieste;

kk-undequadrages) più recenti disponibili: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, dati forniti in un lasso di tempo che corrisponde al più breve periodo di regolazione nel mercato nazionale;

kk-quadrages) migliori tecniche disponibili: nel contesto della protezione e della sicurezza dei dati in un ambiente di misurazione intelligente, le tecniche più efficaci, avanzate e idonee dal punto di vista pratico a fornire in via di principio le condizioni per il rispetto delle norme dell'Unione europea sulla protezione dei dati e sulla sicurezza;



kk-*quadrages semel*) povertà energetica: la povertà energetica ai sensi dell'articolo 2, punto 52), della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023;

kk-*quadrages bis*) cliente attivo: il cliente finale di gas naturale o il gruppo di clienti finali consorziati di gas naturale che:

1) consuma o immagazzina il gas rinnovabile prodotto nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata;

2) purché le attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale del cliente finale e siano conformi al diritto applicabile alla produzione di gas rinnovabile, in particolare per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra, alternativamente:

2.1) vende il gas rinnovabile autoprodotta attraverso il sistema del gas naturale;

2.2) partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica;

kk-*quadrages ter*) efficienza energetica al primo posto: il principio "l'efficienza energetica al primo posto" ai sensi dell'articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018;

kk-*quadrages quater*) riconversione: la riconversione ai sensi dell'articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022.».

Art. 12.

Modifiche all'articolo 6 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. All'articolo 6 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 4, al secondo e al terzo periodo, le parole: «direttiva 2009/73/CE, come modificata dalla direttiva 2019/692/UE» sono sostituite dalle seguenti: «direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024»;

b) dopo il comma 5 è aggiunto il seguente:

«5-bis. Le misure relative all'accesso sono notificate alla Commissione europea.».

Art. 13.

Modifiche all'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. All'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1:

1) dopo il primo periodo è inserito il seguente: «I gestori del sistema di distribuzione sono responsabili nell'assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di gas naturale, ivi incluso per l'iniezione del biometano, e di gestire, mantenere e sviluppare o dismettere nella sua area, a condizioni economiche accettabili, un sistema sicuro, affidabile ed efficiente, nel dovuto rispetto dell'ambiente,

degli obblighi stabiliti nel regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e dell'efficienza energetica.»;

2) è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «Il contratto tipo deve prevedere la responsabilità del gestore del sistema di distribuzione di assicurare una gestione efficiente della qualità del gas nei suoi sistemi, in linea con le norme applicabili in materia di qualità del gas, ove ciò sia necessario per la gestione del sistema a motivo dell'iniezione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio.»;

b) dopo il comma 10 sono aggiunti i seguenti:

«10-bis. Con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) sono definiti e classificati come sistema di distribuzione chiuso i sistemi che distribuiscono gas naturale all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, fatto salvo i casi di uso accidentale da un numero limitato di clienti civili, non rifornisce i clienti civili, purché alternativamente:

a) per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti di tale sistema siano integrati;

b) il sistema distribuisca gas naturale principalmente al proprietario o al gestore del sistema o a imprese ad essi collegate.

10-ter. L'ARERA provvede a esentare i gestori di sistemi di distribuzione chiusi del gas naturale dall'obbligo che le tariffe o le relative metodologie di calcolo siano approvate prima della loro entrata in vigore. In tali casi di esenzione concessa da ARERA le tariffe applicabili o le relative metodologie di calcolo sono rivedute e approvate conformemente all'articolo 78 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, su richiesta di un utente del sistema di distribuzione chiuso del gas naturale. Il riconoscimento della esenzione concessa dall'ARERA non subisce pregiudizi nei casi di uso accidentale da parte di un numero limitato di clienti civili assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, e situati nell'area servita da un sistema di distribuzione chiuso. I sistemi di distribuzione chiusi sono considerati sistemi di distribuzione.».

Art. 14.

Modifiche all'articolo 16 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. All'articolo 16 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, dopo il comma 4 è inserito il seguente:

«4-bis. Nel caso in cui un gestore del sistema di distribuzione sia responsabile del bilanciamento di quest'ultimo, le regole da esso adottate a tal fine, nonché le regole per addebitare agli utenti del sistema lo sbilanciamento energetico, sono obiettive, trasparenti e non discriminatorie. Le condizioni di prestazione di questi servizi da parte dei gestori dei sistemi di distribuzione, comprese le regole e le tariffe, sono stabilite in modo non discriminatorio e corrispondente ai costi, secondo una metodologia



compatibile con l'articolo 78, paragrafo 7, della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e sono oggetto di pubblicazione.».

Art. 15.

Modifiche all'articolo 18 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. L'articolo 18 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, è sostituito dal seguente:

«Art. 18 (*Disciplina dell'attività di vendita*). — 1. L'ARERA vigila sulla trasparenza delle condizioni contrattuali e, con proprie deliberazioni, può stabilire un codice di condotta commerciale in cui sono determinate le informazioni minime che i soggetti che svolgono attività di vendita devono fornire ai clienti.

2. I soggetti che svolgono attività di vendita ai clienti protetti di cui all'articolo 22, comma 2, a decorrere dal 1° ottobre 2011 forniscono agli stessi clienti il servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera adeguato alla garanzia delle forniture di gas naturale ai clienti protetti ai sensi dell'articolo 6 del regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017, ovvero, ove abbiano installato misuratori multiorari di gas naturale, il servizio richiesto direttamente dai clienti stessi.

3. I soggetti che svolgono l'attività di vendita a clienti diversi da quelli individuati al comma 2 devono fornire contestualmente agli stessi clienti la disponibilità del servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale, giornaliera e oraria richiesta dai clienti stessi.

4. Per i clienti finali con consumo annuo superiore a 200.000 Smc la misurazione del gas è effettuata su base oraria a decorrere dal 1° luglio 2002. L'ARERA, con proprie deliberazioni, può prorogare, su specifica istanza di imprese di trasporto o di distribuzione, il suddetto termine temporale, e può estendere l'obbligo di misurazione su base oraria ad altre tipologie di clienti.

5. I soggetti che effettuano la vendita di gas naturale devono disporre di capacità di trasporto in uscita dalla rete di trasporto adeguata alle forniture ai propri clienti e risorse adeguate a garantirne il servizio di modulazione e il bilanciamento.».

Art. 16.

Modifica all'articolo 19 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. All'articolo 19 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, dopo il comma 7, è aggiunto il seguente:

«7-bis. I gestori dei sistemi di distribuzione cooperano con i gestori dei sistemi di trasporto per garantire la partecipazione effettiva dei partecipanti al mercato collegati alla loro infrastruttura nei mercati al dettaglio, all'ingrosso e di bilanciamento nell'ambito del sistema di entrata-uscita cui appartiene o è collegato il sistema di distribuzione.».

Art. 17.

Modifiche all'articolo 20 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. All'articolo 20, comma 5-bis, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono aggiunti, in fine, i seguenti periodi: «Se il gestore del sistema di trasporto, stoccaggio del gas naturale o di GNL, o il proprietario del sistema di trasporto è parte di un'impresa verticalmente integrata, esso non divulga, in particolare, alcuna informazione commercialmente sensibile alle altre parti dell'impresa verticalmente integrata diverse dai gestori dei sistemi di trasporto, dai gestori dei sistemi di distribuzione o dai gestori delle reti dell'idrogeno, salvo che ciò risulti necessario per effettuare un'operazione commerciale. Al fine di garantire la piena osservanza delle norme sulla separazione delle informazioni, lo Stato membro assicura che il proprietario del sistema di trasporto, compreso, nel caso del gestore di un sistema combinato, il gestore del sistema di distribuzione, e le restanti parti dell'impresa che non siano gestori dei sistemi di trasporto o di distribuzione né gestori delle reti dell'idrogeno non utilizzino servizi comuni, quali servizi legali comuni, ad eccezione delle funzioni meramente amministrative o dei servizi informatici.».

Art. 18.

Modifiche all'articolo 22 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

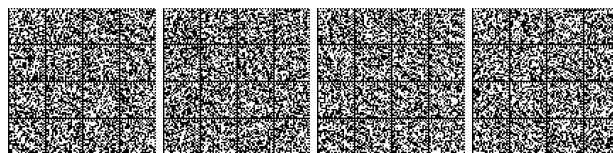
1. All'articolo 22 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) i commi 1 e 3 sono abrogati;
- b) al comma 4, la lettera a) è abrogata;
- c) al comma 6, dopo le parole: «di cui dispongono» sono aggiunte le seguenti: «gli strumenti di confronto, le misure di sostegno disponibili, ivi comprese quelle destinate ai clienti vulnerabili e in povertà energetica»;
- d) il comma 7 è sostituito dal seguente:

«7. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'ARERA, sono individuati i criteri e le modalità per la fornitura, da parte di esercenti selezionati dalla società Acquirente unico S.p.A. all'esito di procedure a evidenza pubblica, di gas naturale nell'ambito del servizio di ultima istanza, a condizioni che incentivino la ricerca di un nuovo fornitore sul mercato, per i clienti di cui al comma 2, nonché nelle aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale nell'offerta di gas naturale.»;

- e) dopo il comma 7 sono aggiunti i seguenti:

«7-bis. I clienti finali trasferiti a un fornitore di ultima istanza conservano tutti i diritti riconosciuti in qualità di clienti finali. I fornitori comunicano ai clienti, a mezzo posta elettronica certificata o, in mancanza, a mezzo raccomandata con avviso di ricevimento, i termini e le condizioni del servizio di ultima istanza e garantiscono loro la continuità del servizio medesimo per il periodo necessario alla scelta di un nuovo fornitore e per almeno sei mesi.



7-ter. L'ARERA assicura, nell'ambito della disciplina della gestione della morosità dei clienti finali, la tutela dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica dal rischio di interruzione della fornitura.».

Art. 19.

Modifiche all'articolo 24 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. All'articolo 24 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 2 è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «I gestori dei sistemi di trasporto o i gestori dei sistemi di distribuzione che rifiutano l'accesso o la connessione al sistema del gas naturale per mancanza di capacità o di connessione sono tenuti ad apportare i miglioramenti del caso, ove economicamente giustificabile o qualora un cliente potenziale sia disposto a sostenerne il costo.»;

b) dopo il comma 2 è inserito il seguente:

«2-bis. Per il gas rinnovabile e il gas a basse emissioni di carbonio l'accesso al sistema può essere rifiutato solo fatti salvi gli articoli 20 e 36 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.»;

c) il comma 3 è sostituito dal seguente:

«3. Il rifiuto e l'eventuale disconnessione sono manifestati con dichiarazione motivata ed è comunicato immediatamente all'ARERA e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.»;

d) al comma 5 sono aggiunti, in fine, i seguenti periodi: «L'ARERA provvede affinché i gestori dei sistemi di trasporto e i gestori dei sistemi di distribuzione siano autorizzati a rifiutare l'accesso o la connessione degli utenti alla rete del gas naturale, o a interrompere la fornitura, specie per garantire il rispetto dell'attuazione dell'obiettivo della neutralità climatica di cui all'articolo 2, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, a condizione che:

a) il piano di sviluppo della rete istituito a norma dell'articolo 55 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 preveda la dismissione del sistema di trasporto o di parti pertinenti dello stesso;

b) la stessa ARERA abbia approvato il piano di dismissione della rete a norma dell'articolo 57, paragrafo 3 della direttiva (UE) 2024/1788;

c) il pertinente gestore della rete di distribuzione, esentato dall'obbligo di presentare un piano di dismissione della rete, a norma dell'articolo 57, paragrafo 5, della direttiva (UE) 2024/1788, abbia informato l'ARERA della dismissione della rete di distribuzione o di parti pertinenti della stessa. Nei casi indicati al periodo precedente, con delibera dell'ARERA sono indicate le modalità per il rifiuto dell'accesso o della connessione, o per la disconnessione, basato su criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori, tenuto conto degli interessi in causa, dei requisiti esistenti volti alla riduzione o all'abbandono del consumo di gas di origine fossile e dei pertinenti

piani locali di riscaldamento e raffrescamento stabiliti a norma dell'articolo 25, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023. Sono altresì adottate le misure adeguate per proteggere gli utenti della rete, a norma dell'articolo 13 della direttiva (UE) 2024/1788 allorché autorizzano la disconnessione.».

Art. 20.

Modifiche all'articolo 27 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

1. All'articolo 27 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «Il decreto di cui al primo periodo è aggiornato in conformità alle prescrizioni di cui all'articolo 10 paragrafo 1 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 sui criteri tecnici di sicurezza e le relative norme tecniche aggiornate necessarie.»;

b) dopo il comma 1 è inserito il seguente:

«1-bis. I gestori dei sistemi di trasporto, dei sistemi di distribuzione e i gestori delle reti dell'idrogeno sono tenuti a pubblicare le norme tecniche in conformità del presente articolo, in particolare riguardo alle norme di connessione alla rete, comprendenti requisiti in materia di qualità, odorizzazione e pressione del gas. I gestori dei sistemi di trasporto e di distribuzione sono altresì tenuti a pubblicare gli oneri per la connessione del gas da fonti rinnovabili sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.».

Capo IV

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 8 NOVEMBRE 2021, N. 210

Art. 21.

Modifiche all'articolo 10 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210

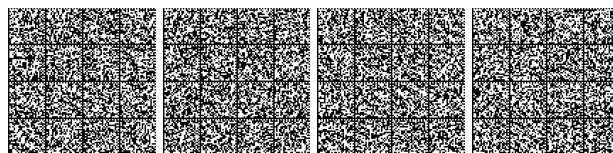
1. All'articolo 10, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'alinea, dopo le parole: «dell'energia elettrica» sono inserite le seguenti: «e del gas naturale»;

b) alla lettera a), dopo la parola: «elettriche» sono inserite le seguenti: «e del gas naturale»;

c) dopo la lettera h), è aggiunta la seguente:

«h-bis) indicazione chiara se il prezzo è fisso o variabile e in merito alla durata del contratto.».



Capo V

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 1° GIUGNO 2011, N. 93

*Art. 22.**Modifica all'articolo 4 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo la parola: «salvaguardia» sono aggiunte le seguenti: «, in particolare quelle previste nel piano nazionale di emergenza e dichiarare, se del caso, uno dei livelli di crisi ai sensi dell'articolo 11 del regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017».

*Art. 23.**Modifiche all'articolo 9 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 9 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, le parole «di cui all'articolo 9 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «sulla separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto di cui all'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024. La certificazione avviene in conformità ai paragrafi 4, 5 e 6 dell'articolo 71 della direttiva (UE) 2024/1788 e all'articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 ed è anteriore alla approvazione e designazione come gestore di sistema di trasporto»;

b) al comma 3, lettera b), le parole: «articolo 9 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788»;

c) al comma 5, le parole: «articolo 3 del regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009» sono sostituite dalle seguenti: «articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789»;

d) al comma 8 le parole «articolo 9 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti:

«articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788»;

e) dopo il comma 10, è aggiunto il seguente:

«10-bis. Nei casi di cui al comma 10, qualora la certificazione sia richiesta da un proprietario del sistema di trasporto o da un gestore del sistema di trasporto che sia controllato da una persona di un paese terzo, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) lo notifica alla Commissione europea, unitamente a qualsiasi altra circostanza che abbia tale medesimo effetto. Il gestore del sistema di trasporto notifica all'ARERA qualsiasi circostanza che abbia come risultato l'acquisizione del controllo del sistema di trasporto, del gestore del sistema di trasporto, della rete di trasporto dell'idrogeno o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno da parte di un soggetto di un paese terzo.

L'ARERA adotta un progetto di decisione relativa alla certificazione del gestore del sistema di trasporto o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno entro cento

giorni lavorativi a decorrere dalla data della notifica effettuata dal gestore stesso. Essa rifiuta la certificazione se non è stato dimostrato:

a) che l'interessato ottempera agli obblighi di cui all'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 e

b) che il rilascio della certificazione non metterà a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico o gli interessi essenziali nazionali e dell'Unione europea in materia di sicurezza; nell'esaminare la questione l'ARERA, sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, tiene conto:

1) dei diritti e obblighi dell'Unione europea in relazione a tali paesi terzi che discendono dal diritto internazionale, incluso un accordo concluso con uno o più paesi terzi di cui l'Unione europea è parte e che tratta le questioni della sicurezza dell'approvvigionamento energetico;

2) dei diritti e obblighi in relazione a tale paese terzo che discendono da accordi conclusi con esso, nella misura in cui sono conformi al diritto dell'Unione europea;

3) della proprietà, della fornitura o di altri rapporti commerciali che potrebbero incidere negativamente sugli incentivi e sulla capacità del proprietario del sistema di trasporto, del gestore del sistema di trasporto di consegnare gas naturale al Paese o all'Unione europea;

4) di altri fatti e circostanze specifici del caso e del paese interessato.

L'ARERA notifica tempestivamente la propria decisione preliminare alla Commissione europea, unitamente a tutte le informazioni rilevanti ai fini della decisione stessa. La decisione relativa alla certificazione è subordinata al previo parere della Commissione europea se l'entità interessata ottempera alle prescrizioni di cui all'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 e se il rilascio della certificazione metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione europea. L'ARERA dispone di un termine di cinquanta giorni lavorativi dalla scadenza del periodo di rilascio del parere della Commissione per adottare la decisione definitiva relativa alla certificazione. La decisione definitiva tiene nella massima considerazione il parere della Commissione. È fatto salvo il diritto di rifiutare il rilascio della certificazione se questo mette a rischio la sicurezza del suo approvvigionamento energetico o la sicurezza dell'approvvigionamento energetico di un altro Stato membro. La decisione definitiva è pubblicata dall'ARERA sul proprio sito internet istituzionale unitamente al parere della Commissione. Qualora la decisione definitiva differisca dal parere della Commissione, la motivazione della stessa è resa altresì pubblica».

*Art. 24.**Modifica all'articolo 11 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, le parole: «articolo 1 della direttiva 68/151/CEE del Consiglio» sono sostituite dalle seguenti: «allegato II della direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 giugno 2017».



Art. 25.

*Modifiche all'articolo 12 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 12 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 10:

1) le parole «Ministero dello sviluppo economico» sono sostituite dalle seguenti: «Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica»;

2) le parole «10 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «71 della direttiva (UE) 2024/1788»;

3) le parole: «11 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «72 della direttiva (UE) 2024/1788»;

b) dopo il comma 10 è aggiunto il seguente:

«10-bis. Il gestore del sistema di trasporto rende pubbliche informazioni dettagliate riguardanti la qualità del gas naturale trasportato nelle sue reti, sulla base degli articoli 16 e 17 del regolamento (UE) 2015/703 della Commissione.».

Art. 26.

*Modifiche all'articolo 15 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 15 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 8, lettera a), le parole: «regolamento (CE) n. 715/2009» sono sostituite dalle seguenti: «regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024»;

b) al comma 9, le parole: «articolo 16 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «articolo 40 della direttiva (UE) n. 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024».

Art. 27.

*Modifiche all'articolo 16 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. L'articolo 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, è sostituito dal seguente:

«Art. 16 (*Sviluppo della rete per il gas naturale e l'idrogeno e poteri decisionali in materia di investimenti*). — 1. L'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, trasmette ogni due anni all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) e al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica un piano decennale comune di sviluppo della rete del gas naturale e dell'idrogeno basato sulla domanda e sull'offerta esistenti e previste, che contiene misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente.

Il piano comune deve strutturarsi secondo modalità chiare e trasparenti tali da consentire all'ARERA di individuare chiaramente le esigenze specifiche del settore del gas naturale e le esigenze specifiche del settore dell'idrogeno indicate nel piano. È eseguita una modellizzazione separata per i rispettivi vettori energetici, con capitoli distinti che illustrano le mappature di rete per il gas naturale e le mappature di rete per l'idrogeno.

I gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno collaborano strettamente con i gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica e con i gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica, se del caso, al fine di coordinare i requisiti infrastrutturali comuni, quali l'ubicazione degli elettrolizzatori e le pertinenti infrastrutture di trasporto, e tengono nella massima considerazione il loro parere.

È fatto salvo il coordinamento delle fasi di pianificazione del piano decennale comune di sviluppo delle reti per il gas naturale e l'idrogeno con il piano decennale di sviluppo dell'energia elettrica.

I gestori di infrastrutture, inclusi i gestori di terminali di GNL, i gestori di sistemi di stoccaggio del gas naturale, i gestori di sistemi di distribuzione, i gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno, i gestori di terminali dell'idrogeno, i gestori di impianti di stoccaggio dell'idrogeno, i gestori delle infrastrutture di teleriscaldamento e i gestori che operano nel settore dell'energia elettrica sono tenuti a fornire tutte le informazioni pertinenti ai gestori dei sistemi di trasporto e ai gestori delle reti di trasmissione dell'idrogeno dei piani decennali di sviluppo della rete e a scambiarle con loro. Il piano decennale comune di sviluppo deve includere misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema del gas naturale e la sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare la conformità allo standard infrastrutturale di cui al regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017. I piani decennali di sviluppo della rete sono pubblicati e resi accessibili sul sito internet della impresa maggiore di trasporto, unitamente all'esito della consultazione dei soggetti interessati. Il sito internet è aggiornato regolarmente per garantire che tutti i soggetti interessati siano informati in merito ai tempi, alle modalità e alla portata della consultazione.

2. Il piano decennale comune di sviluppo della rete gas e dell'idrogeno di cui al comma 1:

a) contiene informazioni complete e dettagliate sulla principale infrastruttura da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi che tengono conto di eventuali rafforzamenti delle infrastrutture necessari per la connessione di impianti di gas rinnovabili e gas a basse emissioni di carbonio e che comprendono le infrastrutture sviluppate per consentire l'inversione dei flussi alla rete di trasporto;

b) contiene informazioni su tutti gli investimenti già decisi e individuano nuovi investimenti e soluzioni sul lato della domanda, per cui non sono necessari nuovi investimenti infrastrutturali, da realizzare nel triennio successivo;

c) include, nel caso del gas naturale, informazioni complete e dettagliate sull'infrastruttura che può o deve essere dismessa;



d) include, nel caso dell'idrogeno, informazioni complete e dettagliate sull'infrastruttura che può o deve essere riconvertita per il trasporto dell'idrogeno, in particolare per consegnare idrogeno agli utenti finali nei settori difficili da decarbonizzare, tenendo conto del potenziale di riduzione dei gas a effetto serra e dell'efficienza sotto il profilo energetico e in termini di costi rispetto ad altre opzioni;

e) prevede uno scadenziario per tutti i progetti di investimento e dismissione;

f) si basa su uno scenario comune elaborato ogni due anni dai gestori delle infrastrutture pertinenti, compresi i gestori dei pertinenti sistemi di distribuzione, almeno del gas naturale, dell'idrogeno, dell'energia elettrica e, se del caso, del teleriscaldamento;

g) nella sezione dedicata al gas naturale, deve risultare coerente con i risultati delle valutazioni comuni e nazionali del rischio a norma dell'articolo 7 del regolamento (UE) 2017/1938;

h) deve risultare in linea con il piano nazionale integrato per l'energia e il clima e i relativi aggiornamenti, tengono conto dello stato dei lavori relativi alle relazioni nazionali integrate sull'energia e il clima presentate nel quadro del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sono coerenti con gli obiettivi stabiliti dalla direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 e sostengono l'obiettivo della neutralità climatica sancito all'articolo 2, paragrafo 1, e all'articolo 4, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021;

i) deve essere coerente con il piano decennale di sviluppo della rete per il gas naturale a livello dell'Unione europea di cui all'articolo 32 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 e con il piano decennale di sviluppo della rete per l'idrogeno a livello dell'Unione europea di cui all'articolo 60 del medesimo regolamento, a seconda dei casi;

l) tiene conto del piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno di cui all'articolo 33-*vicies semel* e dei piani di dismissione della rete del gas naturale di cui all'articolo 16-*bis* del presente decreto.

3. Nell'elaborare il piano comune di sviluppo delle reti, gli scenari comuni di cui alla lettera f), si fondano su stime ragionevoli dell'evoluzione in termini di produzione, fornitura e consumo, in particolare per quanto concerne le esigenze dei settori difficili da decarbonizzare, tenendo conto del potenziale di riduzione dei gas a effetto serra e dell'efficienza sotto il profilo energetico e in termini di costi rispetto ad altre opzioni, e prendono in considerazione le soluzioni sul lato della domanda per cui non sono necessari nuovi investimenti infrastrutturali. Gli scenari analizzano inoltre gli scambi transfrontalieri, anche con i Paesi terzi, e il ruolo dello stoccaggio di idrogeno e dell'integrazione dei terminali dell'idrogeno. I gestori delle infrastrutture conducono una consultazione approfondita su tali scenari aperta ai pertinenti soggetti interessati, compresi i gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica, i gestori

delle reti di distribuzione dell'idrogeno, le associazioni coinvolte nei mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e dell'idrogeno, nonché del riscaldamento e del raffreddamento, le imprese di fornitura e di produzione, gli aggregatori indipendenti, gli operatori di gestione della domanda, le organizzazioni coinvolte nelle soluzioni di efficienza energetica, le associazioni dei consumatori di energia e i rappresentanti della società civile. Le consultazioni si svolgono in una fase iniziale, prima dell'elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete, in modo aperto, inclusivo e trasparente. Tutti i documenti forniti dai gestori delle infrastrutture per facilitare le consultazioni sono resi pubblici, così come l'esito della consultazione dei soggetti interessati. Il pertinente sito internet è aggiornato tempestivamente quando tali documenti sono disponibili, in modo che i pertinenti soggetti interessati siano sufficientemente informati e possano così partecipare efficacemente alla consultazione.

Gli scenari comuni sono in linea con gli scenari a livello dell'Unione europea stabiliti a norma dell'articolo 12 del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022 e con il piano nazionale integrato per l'energia e il clima e i relativi aggiornamenti conformemente al regolamento (UE) 2018/1999; sostengono inoltre l'obiettivo della neutralità climatica sancito all'articolo 2, paragrafo 1, e all'articolo 4, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2021/1119.

Tali scenari comuni sono approvati dall'ARERA, che tiene conto di eventuali pareri espressi dal Comitato consultivo scientifico europeo sui cambiamenti climatici istituito a norma dell'articolo 10-*bis* del regolamento (CE) n. 401/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009.

4. Nell'elaborare il piano comune decennale di sviluppo della rete, il gestore del sistema di trasporto e il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno tengono in debito conto delle potenziali alternative all'espansione del sistema, ad esempio la gestione della domanda, oltre che delle aspettative in termini di consumo in seguito all'applicazione del principio "l'efficienza energetica al primo posto" conformemente all'articolo 27 della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023, degli scambi con altri paesi e dei piani di sviluppo della rete a livello dell'Unione europea. Ove possibile, in vista dell'integrazione del sistema energetico, il gestore del sistema di trasporto e il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno valutano come rispondere a un'esigenza con un approccio trasversale ai sistemi dell'energia elettrica, del riscaldamento, se del caso, e del gas naturale e dell'idrogeno, anche considerando informazioni sull'ubicazione e sulle dimensioni ottimali degli attivi di stoccaggio dell'energia e conversione dell'energia elettrica in gas (power-to-gas) nonché la co-ubicazione della produzione e del consumo di idrogeno. Il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno include informazioni sull'ubicazione degli utenti finali nei settori difficili da decarbonizzare al fine di contemplare l'uso dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio in tali settori.

5. L'ARERA consulta tutti gli utenti di sistema effettivi o potenziali sul piano decennale di sviluppo della rete, secondo modalità aperte e trasparenti. Alle persone



o imprese che si dichiarano utenti potenziali di sistema può essere fatto obbligo di comprovare le loro affermazioni. L'ARERA rende pubblici i risultati della procedura consultiva, compresi i possibili fabbisogni in termini di investimenti, dismissione degli attivi e soluzioni sul lato della domanda per cui non sono necessari nuovi investimenti infrastrutturali.

6. L'ARERA valuta se il piano comune decennale di sviluppo della rete del gas e dell'idrogeno sia conforme ai commi 1, 2 e 3, che contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e, se del caso, se sia coerente con la più recente simulazione di scenari di interruzione a livello dell'Unione europea svolta dalla Rete europea di gestori del sistema di trasporto del gas (ENTSOG) a norma dell'articolo 7 del regolamento (UE) 2017/1938, con le valutazioni regionali e nazionali del rischio a norma dell'articolo 7 del regolamento (UE) 2017/1938 e con i piani decennali non vincolanti di sviluppo della rete a livello dell'Unione europea ("piani di sviluppo della rete a livello dell'Unione") di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 nonché con gli articoli 32 e 60 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024. Se insorgono dubbi quanto alla coerenza con i piani di sviluppo della rete a livello dell'Unione europea, l'ARERA consulta l'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

L'ARERA può chiedere all'impresa maggiore di trasporto di modificare il piano comune decennale di sviluppo della rete.

Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica valuta la coerenza del piano comune decennale di sviluppo della rete con l'obiettivo della neutralità climatica di cui all'articolo 2, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2021/1119, con il piano nazionale per l'energia e il clima e i relativi aggiornamenti nonché con le relazioni nazionali integrate sull'energia e il clima presentate nel quadro del regolamento (UE) 2018/1999, nonché con la strategia energetica nazionale di cui all'articolo 3, con i programmi infrastrutturali derivanti da accordi internazionali firmati dal Governo italiano e con l'esigenza di garantire, nel medio e lungo termine, la sicurezza degli approvvigionamenti di cui all'articolo 8. In caso di incoerenza, può fornire all'autorità di regolazione un parere motivato che spieghi tale incoerenza, da tenere in debita considerazione.

7. L'ARERA controlla e valuta l'attuazione del piano decennale di sviluppo della rete.

8. Nei casi in cui il gestore di sistema indipendente o il gestore di trasporto indipendente, ovvero il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente, per motivi che non siano motivi prioritari che sfuggono al suo controllo, non realizza un investimento che in base al piano decennale di sviluppo della rete doveva essere realizzato nel triennio successivo, l'ARERA adotta almeno uno dei seguenti provvedimenti necessari per assicurare

che l'investimento in questione sia realizzato, se tale investimento risulta comunque pertinente sulla base del più recente piano decennale di sviluppo della rete:

a) obbliga il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno di realizzare l'investimento in causa entro un tempo definito;

b) indice una gara d'appalto per l'investimento in questione, aperta a tutti gli investitori;

c) obbliga il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno di accettare un aumento di capitale per finanziare l'investimento necessario e permettere la partecipazione di investitori indipendenti al capitale.

9. Se si è avvalsa dei poteri di cui al comma 8, lettera b), l'ARERA può imporre al gestore del sistema di trasporto o al gestore della rete di trasporto dell'idrogeno di acconsentire a una o più delle condizioni seguenti:

a) il finanziamento da parte di terzi;

b) la costruzione, la riconversione o la dismissione ad opera di terzi;

c) la costruzione dei nuovi beni in questione a opera del gestore stesso;

d) la gestione dei nuovi beni in questione da parte del gestore stesso.

10. Il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno comunica agli investitori ogni informazione necessaria a realizzare l'investimento, realizza la connessione dei nuovi beni alla rete di trasporto o alla rete di trasporto dell'idrogeno e in generale fa il possibile per facilitare l'attuazione del progetto di investimento. In tali casi, le pertinenti disposizioni finanziarie sono soggette all'approvazione dell'ARERA.

11. Se l'ARERA si è avvalsa dei poteri di cui ai commi 8 e 9, le pertinenti tariffe di accesso alla rete coprono i costi dell'investimento in questione.»

2. Dopo l'articolo 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 è aggiunto il seguente:

«Art. 16-bis (*Piani di dismissione della rete per i gestori dei sistemi di distribuzione*). — 1. I gestori dei sistemi di distribuzione sono tenuti a elaborare piani di dismissione della rete solo laddove si preveda una riduzione della domanda di gas naturale tale da richiedere la dismissione delle reti di distribuzione del gas naturale o di parti di esse e dove non ci siano prospettive locali per collegare gli impianti a gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio alla rete o qualora non sia tecnicamente realizzabile la riconversione delle reti esistenti per il trasporto dell'idrogeno. Tali piani sono elaborati in stretta cooperazione con i gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno, i gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica e gli operatori di teleriscaldamento e teleraffrescamento, facendo in modo di garantire un'efficace integrazione del sistema energetico e tenendo conto della riduzione dell'uso di gas naturale per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici laddove siano disponibili alternative più efficienti sotto il profilo energetico e in termini di costi che includano anche l'uso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. L'elaborazione di tali piani è preceduta dalla



verifica circa la possibilità di utilizzo delle reti esistenti per la distribuzione di gas rinnovabili, gas a basse emissioni di carbonio e idrogeno, nonché dalla valutazione degli effetti economici derivanti dalla dismissione sugli utenti finali e sugli investimenti realizzati.

I gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno che operano nella stessa regione possono presentare richiesta di autorizzazione ARERA per elaborare un piano comune qualora parti dell'infrastruttura del gas naturale debbano essere riconvertite. In tale evenienza il piano comune deve risultare sufficientemente trasparente e chiaro da indicare le esigenze specifiche del settore del gas naturale e le esigenze specifiche del settore dell'idrogeno contemplate nel piano. A tal fine, ove applicabile, è eseguita una modellizzazione separata per ciascun vettore energetico, con capitoli distinti che illustrano le mappature di rete per il gas naturale e le mappature di rete per l'idrogeno.

2. I piani di dismissione della rete di distribuzione si conformano ai seguenti principi:

a) si basano sui piani di riscaldamento e raffrescamento elaborati in conformità dell'articolo 25, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023 e tengono debitamente conto della domanda dei settori non contemplati dai piani di riscaldamento e raffrescamento;

b) si fondano su stime ragionevoli dell'evoluzione in termini di produzione, iniezione e fornitura di gas naturale, compreso il biometano e i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, da un lato, e del consumo di gas naturale in tutti i settori a livello di distribuzione, dall'altro. Quando le stime sono ritenute ragionevoli, i piani valorizzano l'infrastruttura di distribuzione e assicurano gli interventi necessari a garantire l'iniezione dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nella rete esistente; l'ARERA garantisce la copertura tariffaria ai costi emergenti;

c) prevedono i necessari adattamenti dell'infrastruttura individuati dai gestori dei sistemi di distribuzione, riconoscendosi priorità alle soluzioni sul lato della domanda per cui non sono necessari nuovi investimenti infrastrutturali, che includono la riconversione della rete e degli allacci previsti agli impianti di produzione di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, e elencano le infrastrutture da dismettere, a eccezione di quelle destinate alla riconversione di tali infrastrutture per il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno e dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio; l'ARERA garantisce la copertura tariffaria ai costi emergenti derivanti dalla riconversione delle infrastrutture gas;

d) sono adottati previa procedura consultiva condotta dai gestori dei sistemi di distribuzione che sia aperta ai pertinenti soggetti interessati al fine di consentire la loro partecipazione tempestiva ed effettiva al processo di pianificazione, anche attraverso la comunicazione e lo scambio di tutte le informazioni pertinenti; i risultati della consultazione e il piano di dismissione della rete sono presentati all'autorità nazionale competente;

e) sono pubblicati sui siti internet dei gestori dei sistemi di distribuzione e congiuntamente agli esiti della consultazione dei soggetti interessati; tali siti internet sono aggiornati periodicamente per garantire che i pertinenti soggetti interessati siano sufficientemente informati e possano così partecipare efficacemente alla consultazione;

f) sono aggiornati almeno ogni quattro anni, sulla base delle più recenti proiezioni della domanda e dell'offerta di gas naturale nella regione interessata, e coprono un periodo di dieci anni;

g) i gestori dei sistemi di distribuzione che operano nella stessa regione possono decidere di elaborare un unico piano comune di dismissione della rete;

h) sono coerenti con il piano di sviluppo della rete per il gas naturale a livello dell'Unione di cui all'articolo 32 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e con i piani decennali nazionali di sviluppo della rete elaborati conformemente all'articolo 55 della direttiva (UE) 2014/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024;

i) sono coerenti con i piani nazionali integrati per l'energia e il clima degli Stati membri, con la relazione intermedia nazionale integrata per l'energia e il clima e con la strategia a lungo termine presentati a norma del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, e sostengono l'obiettivo della neutralità climatica sancito all'articolo 2, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021.

3. L'ARERA è l'autorità competente a valutare se i piani di dismissione della rete di distribuzione rispettano i principi di cui al comma 2 e, anche previa analisi di convenienza e sostenibilità finanziaria sulla base di specifiche valutazioni tecnico economiche, ad approvarli o respingerli o a richiedere che vi siano apportate modifiche.

4. I piani di dismissione della rete di distribuzione sono elaborati al fine di facilitare la protezione dei clienti finali in conformità dell'articolo 13 della direttiva (UE) 2024/1788, tenendo altresì conto dei loro diritti a norma dell'articolo 38, paragrafo 6 della medesima direttiva.

5. I gestori dei sistemi di distribuzione che riforniscono meno di 45 000 clienti allacciati entro il 4 agosto 2024 sono esentati dall'obbligo di presentare piani di dismissione della rete di distribuzione di cui ai commi 1, 2, 3 e 4, e in tal caso informano l'ARERA della dismissione delle reti di distribuzione o di parti di esse.

6. Qualora parti della rete di distribuzione del gas naturale richiedano la dismissione prima della fine del loro ciclo di vita originariamente previsto, l'ARERA, previa consultazione dei soggetti interessati, e in particolare con i gestori dei sistemi di distribuzione e gli organismi a tutela dei consumatori, elabora e adotta orientamenti per un approccio strutturale all'ammortamento di tali attivi e alla fissazione delle tariffe in conformità all'articolo 78, paragrafo 7, della direttiva (UE) 2024/1788.»



Art. 28.

*Modifiche all'articolo 17 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 17 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 2, alla lettera d), le parole: «(CE) n. 715/2009» sono sostituite dalle seguenti: «(UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024» e dopo la parola: «europeo» sono inserite le seguenti: «e regionale»;

b) al comma 3 sono inseriti, all'inizio, i seguenti periodi: «Le imprese che sono state certificate dall'ARERA in quanto conformi alle disposizioni di cui all'articolo 72 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 e al comma 2 del presente articolo sono approvate e designate come gestori di sistemi indipendenti. Si applica il procedimento di certificazione di cui all'articolo 71 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e all'articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789 o all'articolo 72 della direttiva (UE) 2024/1788.».

Art. 29.

*Modifica all'articolo 18 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 18 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 1, è inserito il seguente:

«1-bis. I proprietari del sistema di trasporto e della rete di trasporto dell'idrogeno, qualora sia stato nominato un gestore di sistema indipendente o un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente, e i gestori del sistema di stoccaggio del gas naturale o dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno, che fanno parte di un'impresa verticalmente integrata, devono essere indipendenti, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse al trasporto, alla distribuzione e allo stoccaggio di gas naturale e di idrogeno.».

Art. 30.

*Modifiche all'articolo 21 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 21 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, alla lettera a), dopo la parola: «sviluppare» sono inserite le seguenti: «o dismettere» e dopo la parola: «ambiente» sono inserite le seguenti: «e del clima e degli obblighi stabiliti nel regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024»;

b) dopo il comma 1 è inserito il seguente:

«1-bis. I gestori dei sistemi di trasporto cooperano con i gestori dei sistemi di distribuzione per garantire la partecipazione effettiva dei partecipanti al mercato collegati alla rete nei mercati al dettaglio, all'ingrosso e di bilanciamento. I gestori dei sistemi di trasporto assicura-

no una gestione efficiente della qualità del gas nei propri impianti, in linea con le norme applicabili in materia di qualità del gas.»;

c) dopo il comma 6 è inserito il seguente:

«6-bis. I gestori dei sistemi di trasporto e stoccaggio del gas naturale e GNL cooperano, all'interno del Paese e a livello regionale, per garantire l'uso più efficiente delle capacità degli impianti e le sinergie tra questi ultimi, tenendo conto dell'integrità e del funzionamento dei sistemi ed evitando di creare vincoli per il funzionamento degli impianti GNL e di stoccaggio del gas naturale.».

Art. 31.

*Modifiche all'articolo 23 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 23 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 4, sono aggiunti i seguenti:

«4-bis. Le imprese che possiedono o sono responsabili dei sistemi di distribuzione di gas naturale designano, sulla base di una procedura trasparente, uno o più gestori dei sistemi di distribuzione di gas naturale e provvedono affinché tali gestori agiscano a norma degli articoli 44, 46, 47 e 50 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024.

4-ter. Le disposizioni di cui al comma 1 non ostano alla gestione di un sistema combinato di trasporto, stoccaggio del gas naturale o GNL o distribuzione del gas naturale, ovvero all'interno dei sistemi del gas naturale e dell'idrogeno, a condizione che il gestore ottemperi alle pertinenti disposizioni concernenti il regime di separazione gestori dei sistemi di trasporto di cui al capo IX della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024.».

Art. 32.

*Modifica all'articolo 25 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 25 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, al comma 1, le parole: «31 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «75 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024».

Art. 33.

*Modifiche all'articolo 26 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 26 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1:

1) le parole: «dell'articolo 30 della direttiva 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «di cui agli articoli 74 e 75 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024»;

2) dopo il primo periodo è aggiunto, in fine, il seguente: «La divulgazione di tali informazioni è consentita solo qualora ciò sia necessario per consentire alle autorità competenti di svolgere le proprie funzioni.».



Art. 34.

*Inserimento del titolo II-bis al decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. Al decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il titolo II è inserito il seguente:

«Titolo II-bis - Mercato dell'idrogeno

Art. 33-bis (Definizioni). — 1. Ai fini del presente titolo, si applicano le seguenti definizioni:

a) “sistema dell'idrogeno”: il sistema di infrastrutture, tra cui reti dell'idrogeno, impianti di stoccaggio dell'idrogeno e terminali dell'idrogeno, che contengono idrogeno a elevato grado di purezza;

b) “impianto di stoccaggio dell'idrogeno”: l'impianto utilizzato per stoccare idrogeno a elevato grado di purezza:

1) compresa la parte del terminale dell'idrogeno utilizzata per lo stoccaggio, ma a esclusione della parte utilizzata per operazioni di produzione e degli impianti riservati esclusivamente ai gestori delle reti dell'idrogeno nello svolgimento delle loro funzioni;

2) compresi gli impianti di stoccaggio dell'idrogeno di grandi dimensioni, in particolare quelli sotterranei, ma a esclusione delle strutture più piccole e facilmente replicabili;

c) “gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno”: la persona fisica o giuridica che svolge la funzione di stoccaggio dell'idrogeno ed è responsabile della gestione di un impianto di stoccaggio dell'idrogeno;

d) “linepack di idrogeno”: lo stoccaggio di idrogeno a elevato grado di purezza mediante compressione nelle reti dell'idrogeno, a esclusione degli impianti riservati ai gestori delle reti dell'idrogeno nello svolgimento delle loro funzioni;

e) “terminale dell'idrogeno”: l'impianto adibito allo scarico e alla trasformazione dell'idrogeno liquido o dell'ammoniaca liquida in idrogeno gassoso da iniettare nella rete dell'idrogeno o nel sistema del gas naturale o alla liquefazione dell'idrogeno gassoso e al suo carico, compresi i servizi ausiliari e lo stoccaggio provvisorio necessari per il processo di trasformazione e la successiva iniezione nella rete dell'idrogeno; sono escluse le parti del terminale dell'idrogeno utilizzate per lo stoccaggio;

f) “gestore del terminale dell'idrogeno”: la persona fisica o giuridica che svolge la funzione di scarico e trasformazione dell'idrogeno liquido o dell'ammoniaca liquida in idrogeno gassoso da iniettare nella rete dell'idrogeno o nel sistema del gas naturale o di liquefazione e carico dell'idrogeno gassoso e che è responsabile della gestione di un terminale dell'idrogeno;

g) “qualità dell'idrogeno”: la purezza dell'idrogeno e i contaminanti in esso contenuti, in linea con le norme sulla qualità dell'idrogeno applicabili al sistema dell'idrogeno;

h) “idrogeno a basse emissioni di carbonio”: l'idrogeno il cui contenuto energetico deriva da fonti non rinnovabili e che rispetta la soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 per cento rispetto al

carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica di cui alla metodologia per valutare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta grazie ai combustibili rinnovabili di origine non biologica e ai carburanti derivanti da carbonio riciclato, adottata a norma dell'articolo 29-bis, comma 3, della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018;

i) “gas a basse emissioni di carbonio”: la parte di combustibili gassosi nei carburanti derivanti da carbonio riciclato ai sensi dell'articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2018/2001, l'idrogeno a basse emissioni di carbonio e i combustibili sintetici gassosi il cui contenuto energetico deriva da idrogeno a basse emissioni di carbonio che rispettano una soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 per cento rispetto al carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica di cui alla metodologia adottata a norma dell'articolo 29-bis, comma 3, della direttiva (UE) 2018/2001;

l) “combustibili a basse emissioni di carbonio”: i carburanti derivanti da carbonio riciclato ai sensi dell'articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2018/2001, l'idrogeno a basse emissioni di carbonio e i combustibili sintetici liquidi e gassosi il cui contenuto energetico deriva da idrogeno a basse emissioni di carbonio che rispettano una soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 per cento rispetto al carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica di cui alla metodologia adottata a norma dell'articolo 29-bis, comma 3, della direttiva (UE) 2018/2001;

m) “impresa di idrogeno”: ogni persona fisica o giuridica, a esclusione dei clienti finali, che svolge almeno una delle funzioni seguenti: produzione, trasporto, fornitura, acquisto o stoccaggio di idrogeno o gestione di un terminale dell'idrogeno, e che è responsabile per i compiti commerciali, tecnici o di manutenzione legati a queste funzioni;

n) “impresa di gas naturale”: ogni persona fisica o giuridica, ad esclusione dei clienti finali che svolge almeno una delle funzioni seguenti: produzione, trasporto, distribuzione, fornitura, acquisto o stoccaggio di gas naturale, compresa la rigassificazione di GNL e che è responsabile per i compiti commerciali, tecnici o di manutenzione legati a queste funzioni;

o) “trasporto”: il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete che comprende soprattutto gasdotti ad alta pressione, diversa da una rete di gasdotti di coltivazione e diversa dalla parte dei gasdotti, anche ad alta pressione, utilizzati principalmente nell'ambito della distribuzione locale del gas naturale, ad esclusione della fornitura;

p) “gestore del sistema di trasporto”: qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge l'attività di trasporto ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasporto in una data zona e, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, nonché di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di gas naturale;



q) “distribuzione”: il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti, a esclusione della fornitura;

r) “gestore del sistema di distribuzione”: qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge la funzione di distribuzione ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, nonché di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di gas naturale;

s) “rete dell'idrogeno”: la rete di condotte onshore e offshore usate per il trasporto di idrogeno a elevato grado di purezza finalizzato alla consegna ai clienti, a esclusione della fornitura;

t) “trasporto dell'idrogeno”: il trasporto o la distribuzione di idrogeno finalizzato alla consegna ai clienti attraverso una rete dell'idrogeno, a esclusione della fornitura;

u) “rete di trasporto dell'idrogeno”: la rete di condotte per il trasporto dell'idrogeno a elevato grado di purezza, in particolare una rete che comprende gli interconnettori di idrogeno o che è direttamente collegata agli impianti di stoccaggio dell'idrogeno, ai terminali dell'idrogeno o a due o più interconnettori di idrogeno o che serve in primo luogo a trasportare l'idrogeno verso altre reti dell'idrogeno, verso gli impianti di stoccaggio dell'idrogeno o verso i terminali dell'idrogeno, senza escludere la possibilità che tali reti siano finalizzate all'approvvigionamento diretto dei clienti allacciati;

v) “rete di distribuzione dell'idrogeno”: la rete di condotte per il trasporto locale o regionale di idrogeno a elevato grado di purezza, finalizzata in primo luogo all'approvvigionamento diretto dei clienti allacciati, che non comprende gli interconnettori di idrogeno e che non è direttamente collegata né agli impianti di stoccaggio dell'idrogeno né ai terminali dell'idrogeno, a meno che la rete in questione non fosse un sistema di distribuzione del gas naturale al 4 agosto 2024 e sia stata parzialmente o totalmente riconvertita per il trasporto di idrogeno, né a due o più interconnettori di idrogeno;

z) “gestore della rete dell'idrogeno”: ogni persona fisica o giuridica che svolge la funzione di trasporto dell'idrogeno ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete dell'idrogeno in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altre reti dell'idrogeno, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di idrogeno;

aa) “gestore della rete di trasporto dell'idrogeno”: ogni persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo di una rete di trasporto dell'idrogeno in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altre reti dell'idrogeno, e di assicurare la capacità a lungo termine della rete di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di idrogeno;

bb) “gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno”: ogni persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo di una rete di distribuzione dell'idrogeno in una data

zona e, eventualmente, delle relative interconnessioni con altre reti dell'idrogeno, e di assicurare la capacità a lungo termine della rete di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di idrogeno;

cc) “fornitura”: la vendita ai clienti, compresa la rivendita, di gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto (GNL), o di idrogeno, anche sotto forma di vettori di idrogeno organico liquido o idrogeno liquido e di derivati dell'idrogeno tra cui l'ammoniaca o il metanolo;

dd) “impresa fornitrice”: ogni persona fisica o giuridica che svolge funzioni di fornitura;

ee) “fornitore di ultima istanza”: l'esercente designato che assicura la fornitura di gas naturale ai clienti finali che rimangono senza fornitore;

ff) “sistema interconnesso”: un insieme di sistemi reciprocamente collegati;

gg) “interconnettore di idrogeno”: la rete dell'idrogeno che attraversa o si estende oltre una frontiera tra Stati membri allo scopo di collegare le reti nazionali dell'idrogeno di tali Stati membri o una rete dell'idrogeno tra uno Stato membro e un paese terzo fino al territorio degli Stati membri o alle acque territoriali di tale Stato membro;

hh) “impresa verticalmente integrata”: un'impresa di gas naturale o un gruppo di imprese di gas naturale o un'impresa di idrogeno o un gruppo di imprese di idrogeno nelle quali la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche hanno, direttamente o indirettamente, il potere di esercitare il controllo, e in cui l'impresa o il gruppo di imprese svolge almeno una delle funzioni di trasporto del gas naturale, trasporto dell'idrogeno, distribuzione del gas naturale, distribuzione dell'idrogeno, gestione di terminali dell'idrogeno, rigassificazione di GNL o stoccaggio di gas naturale o di idrogeno, e almeno una delle funzioni di produzione o fornitura di gas naturale o di idrogeno;

ii) “utente del sistema”: ogni persona fisica o giuridica che rifornisce di gas naturale o idrogeno o è rifornita dal sistema;

ll) “clienti”: i clienti grossisti o finali di gas naturale o di idrogeno e le imprese di gas naturale o di idrogeno che acquistano gas naturale o idrogeno;

mm) “cliente civile”: un cliente che acquista gas naturale o idrogeno per il proprio consumo domestico;

nn) “cliente non civile”: un cliente che acquista gas naturale o idrogeno non destinato al proprio uso domestico;

oo) “cliente finale”: il cliente che acquista gas naturale o idrogeno per uso proprio, ivi compresi gli impianti di distribuzione di metano per autotrazione che sono considerati clienti finali;

pp) “cliente grossista”: una persona fisica o giuridica, diversa dai gestori dei sistemi di trasporto e dai gestori dei sistemi di distribuzione, che acquista gas naturale o idrogeno a scopo di rivendita all'interno o all'esterno del sistema in cui è stabilita;

qq) “contratto di fornitura di gas”: il contratto di fornitura di gas naturale o di idrogeno, a esclusione degli strumenti derivati sul gas naturale;



rr) “controllo”: diritti, contratti, o altri mezzi che conferiscono, da soli o congiuntamente, e tenuto conto delle circostanze di fatto o di diritto, la possibilità di esercitare un’influenza determinante sull’attività di un’impresa, in particolare attraverso:

1) diritti di proprietà o di godimento sulla totalità o su parti del patrimonio di un’impresa;

2) diritti o contratti che conferiscono un’influenza determinante sulla composizione, sulle votazioni, sulle deliberazioni e decisioni degli organi di un’impresa.

ss) “contratto a lungo termine”: il contratto di fornitura di gas di durata superiore a un anno;

tt) “sistema di entrata-uscita”: un modello di accesso per il gas naturale o l’idrogeno in cui gli utenti del sistema prenotano diritti di capacità in modo indipendente ai punti di entrata e di uscita, che include il sistema di trasporto e può includere l’intero sistema di distribuzione o parte di esso, o le reti dell’idrogeno;

uu) “zona di bilanciamento”: il sistema al quale si applica un dato regime di bilanciamento, che include il sistema di trasporto e può includere gli interi sistemi di distribuzione o parte di essi;

vv) “punto di scambio virtuale”: il punto commerciale non fisico all’interno di un sistema di entrata-uscita presso il quale il gas naturale o l’idrogeno sono scambiati tra venditore e acquirente senza bisogno di prenotare capacità;

zz) “utente della rete”: il cliente o il potenziale cliente del gestore del sistema o lo stesso gestore del sistema, nella misura in cui per tale gestore sia necessario svolgere le sue funzioni in relazione al trasporto di gas naturale o idrogeno;

aaa) “punto di entrata”: il punto soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete che dà accesso al sistema di entrata-uscita;

bbb) “punto di uscita”: il punto soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete che consente il flusso di gas in uscita dal sistema di entrata-uscita;

ccc) “punto di interconnessione”: il punto fisico o virtuale che collega sistemi di entrata-uscita adiacenti o che collega un sistema di entrata-uscita con un interconnettore, nella misura in cui tale punto è soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete;

ddd) “punto di interconnessione virtuale”: due o più punti di interconnessione che collegano gli stessi due sistemi adiacenti di entrata-uscita integrati tra loro al fine di fornire un unico servizio di capacità;

eee) “partecipante al mercato”: la persona fisica o giuridica che acquista, vende o produce gas naturale o idrogeno o che gestisce servizi di stoccaggio, anche attraverso la trasmissione di ordini di compravendita su uno o più mercati del gas naturale o dell’idrogeno, compresi i mercati di bilanciamento;

fff) “oneri di risoluzione del contratto”: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori o dai partecipanti al mercato per risolvere un contratto di fornitura di gas o di servizi attinenti;

ggg) “oneri per cambio di fornitore”: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori, dai partecipanti al mercato o dai gestori di sistemi, direttamente o indirettamente, in caso di cambiamento di fornitore o di partecipante al mercato, compresi gli oneri di risoluzione del contratto;

hhh) “informazioni di fatturazione”: le informazioni fornite nella fattura al cliente finale, esclusa la richiesta di pagamento;

iii) “contatore convenzionale”: il contatore analogico o elettronico sprovvisto della capacità di trasmettere e ricevere dati;

lll) “sistema di misurazione intelligente”: un sistema elettronico in grado di misurare il consumo di energia fornendo maggiori informazioni rispetto ad un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica;

mmm) “interoperabilità”: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, la capacità di due o più reti, sistemi, dispositivi, applicazioni o componenti nei settori dell’energia o delle comunicazioni di interagire e di scambiare e utilizzare informazioni per svolgere le funzioni richieste;

nnn) “più recenti disponibili”: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, dati forniti in un lasso di tempo che corrisponde al più breve periodo di regolazione nel mercato nazionale;

ooo) “migliori tecniche disponibili”: nel contesto della protezione e della sicurezza dei dati in un ambiente di misurazione intelligente, le tecniche più efficaci, avanzate e idonee dal punto di vista pratico a fornire in via di principio le condizioni per il rispetto delle norme dell’Unione europea sulla protezione dei dati e sulla sicurezza;

ppp) “povertà energetica”: la povertà energetica ai sensi dell’articolo 2, punto 52), della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023;

qqq) “cliente attivo”: il cliente finale di gas naturale o il gruppo di clienti finali consorziati di gas naturale che:

1) consuma o immagazzina il gas rinnovabile prodotto:

1.1) nei propri locali situati all’interno di un’area delimitata;

1.2) in altri locali;

2) purché le attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale del cliente finale e siano conformi al diritto applicabile alla produzione di gas rinnovabile, in particolare per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra alternativamente:

2.1) vende il gas rinnovabile autoprodotta attraverso il sistema del gas naturale;

2.2) partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica;

rrr) “efficienza energetica al primo posto”: il principio “l’efficienza energetica al primo posto” ai sensi dell’articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018;



sss) “riconversione”: la riconversione ai sensi dell’articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022.

Art. 33-ter (Mercato dell’idrogeno competitivo, incentrato sui clienti, flessibile e non discriminatorio). —

1. I clienti sono liberi di acquistare idrogeno dal fornitore di loro scelta e di stipulare, contemporaneamente, più di un contratto di fornitura di idrogeno, purché siano stabiliti i punti di connessione e misurazione richiesti.

2. È vietato ostacolare indebitamente gli scambi transfrontalieri di idrogeno, l’emergere e il funzionamento di scambi liquidi dell’idrogeno, la partecipazione dei consumatori, gli investimenti, in particolare nel gas rinnovabile e nel gas a basse emissioni di carbonio, o lo stoccaggio di energia. La formazione dei prezzi dell’idrogeno deve avvenire secondo criteri di mercato, in coerenza con le condizioni effettive della domanda e dell’offerta.

3. Nel mercato dell’idrogeno è vietato introdurre barriere ingiustificate all’ingresso e all’uscita, nonché agli scambi e alle attività all’interno dello stesso.

4. Le imprese che operano nel settore dell’idrogeno sono soggette a norme, a oneri e a un trattamento trasparenti, proporzionati e non discriminatori, in particolare per quanto riguarda la connessione alla rete, l’accesso ai mercati all’ingrosso, l’accesso ai dati, le procedure di cambio di fornitore e i regimi di fatturazione e, ove applicabile, la concessione di licenze.

5. Le imprese provenienti da paesi terzi che operano nel mercato interno dell’idrogeno sono tenute al rispetto della vigente disciplina nazionale ed eurounitaria, anche in materia di ambiente e sicurezza.

6. Nel mercato dell’idrogeno è garantito un approccio incentrato sui clienti ed efficiente sotto il profilo energetico. L’uso dell’idrogeno è rivolto ai clienti in settori difficili da decarbonizzare che presentano un elevato potenziale di riduzione dei gas a effetto serra e per i quali non sono disponibili opzioni più efficienti sotto il profilo energetico e in termini di costi.

7. È garantita l’integrazione del sistema energetico senza discriminare indebitamente soluzioni più efficienti sotto il profilo energetico, come l’elettrificazione diretta, in linea con il principio “l’efficienza energetica al primo posto”.

Art. 33-quater (Prezzi di fornitura basati sul mercato). — 1. I fornitori hanno la facoltà di determinare il prezzo della fornitura di idrogeno ai clienti. L’ARERA adotta i provvedimenti opportuni per assicurare un’effettiva concorrenza tra i fornitori e garantire prezzi ragionevoli per i clienti finali.

2. I fornitori garantiscono la protezione dei clienti in condizioni di povertà energetica e dei clienti civili vulnerabili con politiche sociali o mezzi diversi dagli interventi pubblici di fissazione dei prezzi per la fornitura di idrogeno, in ogni caso nell’ambito degli strumenti di sostegno e delle risorse disponibili a legislazione vigente.

3. Ogni due anni, nell’ambito delle relazioni intermedie nazionali integrate sull’energia e il clima, è riportato:

a) lo stato di attuazione del presente articolo;

b) la valutazione dell’opportunità e della proporzionalità degli interventi pubblici a norma del presente articolo;

c) una valutazione dei progressi compiuti nella creazione di una concorrenza effettiva tra i fornitori e nella transizione verso prezzi basati sul mercato.

Art. 33-quinquies (Obblighi di servizio pubblico). —

1. Fatto salvo quanto previsto dal comma 2, le imprese di idrogeno operano secondo i principi del presente decreto al fine di realizzare un mercato dell’idrogeno concorrenziale, sicuro e sostenibile dal punto di vista ambientale. È vietata qualsiasi discriminazione tra tali imprese riguardo ai loro diritti o obblighi.

2. A norma dell’articolo 106 del Trattato sul funzionamento dell’Unione europea (TFUE), nell’interesse economico generale, alle imprese di idrogeno possono essere imposti obblighi di servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell’approvvigionamento, la regolarità e la qualità delle forniture, nonché la tutela dell’ambiente, ivi inclusa l’efficienza energetica, l’energia da fonti rinnovabili e la protezione del clima. In fase di attuazione, l’ARERA definisce tali obblighi in modo chiaro, trasparente, non discriminatorio e verificabile e garantisce alle imprese di idrogeno dell’Unione europea parità di accesso ai consumatori nazionali.

3. Eventuali compensazioni finanziarie o altre forme di compensazione per l’adempimento degli obblighi di cui al presente articolo, sono concesse dall’ARERA in modo trasparente e non discriminatorio, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

4. L’ARERA comunica alla Commissione europea tutte le misure adottate per adempiere agli obblighi di servizio pubblico, ivi comprese le misure relative alla tutela dei consumatori e dell’ambiente, nonché ai loro possibili effetti sulla concorrenza nazionale e internazionale, a prescindere dall’eventuale necessità di una deroga alla direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024. Ogni due anni, l’ARERA comunica alla Commissione europea eventuali modifiche apportate a dette misure.

5. Nell’imporre obblighi di servizio pubblico a norma del comma 2, i soggetti interessati sono consultati nella fase iniziale in modo aperto, inclusivo e trasparente. Tutti i documenti ufficiali relativi alle consultazioni e i documenti utilizzati per l’elaborazione degli obblighi di servizio pubblico sono resi pubblici, pur mantenendo la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili e la protezione dei dati.

Art. 33-sexies (Norme tecniche). — 1. Con decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, da adottare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono definiti i criteri tecnici di sicurezza e sono elaborate e rese pubbliche norme tecniche che stabiliscono i requisiti tecnici minimi di progettazione e di funzionamento per la connessione al sistema degli impianti di trasporto, distribuzione, linee di trasporto e stoccaggio dell’idrogeno. Tali norme tecniche garantiscono l’interoperabilità dei sistemi e sono obiettive e non discriminatorie. Le norme tecniche sono noti-



ficato alla Commissione europea a norma dell'articolo 5 della direttiva (UE) 2015/1535 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 settembre 2015.

2. I gestori dei sistemi di trasporto, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori delle reti dell'idrogeno sono tenuti a pubblicare le norme tecniche di cui al comma 1, in particolare con riferimento alle norme di connessione alla rete, comprendenti requisiti in materia di qualità e pressione dell'idrogeno sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.

Art. 33-septies (*Accesso del gas rinnovabile e del gas a basse emissioni di carbonio al mercato*). — 1. È consentito l'accesso del gas rinnovabile e del gas a basse emissioni di carbonio al mercato e alle infrastrutture a prescindere dal fatto che gli impianti di produzione di tali gas siano connessi a reti di distribuzione o di trasporto, tenendo conto delle stime dell'evoluzione della produzione, della fornitura e del consumo di gas naturale in conformità all'articolo 16 del presente decreto.

Art. 33-octies (*Accesso dei terzi alle reti di idrogeno*). — 1. L'accesso dei terzi alle reti dell'idrogeno è regolato e disciplinato mediante tariffe pubblicate dall'ARERA, applicate in modo oggettivo e non discriminatorio tra gli utenti della rete.

2. Le tariffe e le metodologie per l'accesso reti dell'idrogeno di cui al comma 1 sono approvate e pubblicate dall'ARERA prima della loro entrata in vigore secondo quanto previsto dall'articolo 33-tricies quater del presente decreto.

3. I gestori delle reti dell'idrogeno, ove necessario al fine di svolgere le loro funzioni, anche in relazione al trasporto transfrontaliero dell'idrogeno nella rete, hanno il diritto di accesso alla rete di altri gestori.

Art. 33-novies (*Accesso dei terzi ai terminali dell'idrogeno*). — 1. L'accesso dei terzi ai terminali dell'idrogeno è basato su un sistema di accesso negoziato nel rispetto di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori. L'ARERA adotta le misure necessarie affinché gli utenti dei terminali dell'idrogeno siano in grado di negoziare l'accesso ai medesimi terminali. Le parti hanno l'obbligo di negoziare l'accesso in buona fede.

2. L'ARERA monitora le condizioni di accesso dei terzi ai terminali dell'idrogeno e il relativo impatto sul mercato dell'idrogeno e, ove necessario al fine di preservare la concorrenza, adotta misure tese a migliorare l'accesso nel rispetto dei criteri di cui al comma 1.

Art. 33-decies (*Accesso allo stoccaggio dell'idrogeno*). — 1. L'accesso dei terzi allo stoccaggio dell'idrogeno e, ove tecnicamente ed economicamente necessario al fine di assicurare un accesso efficiente al sistema per rifornire i clienti, al *linepack*, nonché l'accesso dei terzi ai servizi ausiliari è basato su un sistema di accesso regolato, con tariffe pubblicate e applicate in modo obiettivo e non discriminatorio tra gli utenti del sistema dell'idrogeno. Le tariffe o le relative metodologie di calcolo sono approvate dall'ARERA prima della loro entrata in vigore a norma dell'articolo 33-tricies quater.

Art. 33-undecies (*Rifiuto dell'accesso e della connessione*). — 1. I gestori delle reti dell'idrogeno operanti sul territorio nazionale possono rifiutare l'accesso o la connessione al sistema dell'idrogeno qualora non dispongano della capacità necessaria o della connessione.

2. Fatti salvi gli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione europea e nazionali e i requisiti vigenti volti alla riduzione o all'abbandono del consumo di gas di origine fossile, i gestori delle reti dell'idrogeno che rifiutano l'accesso o la connessione al sistema dell'idrogeno per mancanza di capacità o di connessione provvedono a realizzare i necessari interventi di miglioramento, ove economicamente giustificabile o qualora un potenziale cliente sia disposto a sostenerne il costo.

3. Per il gas rinnovabile e il gas a basse emissioni di carbonio l'accesso al sistema può essere rifiutato solo fatti salvi gli articoli 20 e 36 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.

4. Il rifiuto di accesso o connessione a norma dei commi 1 e 2 del presente articolo deve essere debitamente motivato e tempestivamente comunicato all'ARERA e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Art. 33-duodecies (*Poteri decisionali in materia di connessione di impianti di produzione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio al sistema di trasporto*). — 1. Il gestore del sistema di trasporto instaura e rende pubbliche procedure trasparenti ed efficienti per la connessione non discriminatoria di impianti di produzione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio, in linea con le capacità individuate nel piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 16. Tali procedure sono soggette all'approvazione dell'ARERA. Per gli impianti di produzione di biometano si applica quanto disposto dall'articolo 20 del decreto legislativo 24 gennaio 2011, n. 28.

2. Il gestore del sistema di trasporto non può rifiutare le richieste di connessione economicamente ragionevoli e tecnicamente fattibili da parte di un nuovo impianto di produzione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio, o di un impianto esistente ma non ancora connesso, salvo quanto previsto dall'articolo 33-undecies.

Art. 33-terdecies (*Poteri decisionali in materia di connessione alla rete di trasporto dell'idrogeno*). — 1. Il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno stabilisce e rende pubbliche procedure e tariffe trasparenti ed efficienti per la connessione non discriminatoria degli impianti di stoccaggio di idrogeno, dei terminali dell'idrogeno e dei clienti industriali alla rete di trasporto dell'idrogeno. Tali procedure sono soggette all'approvazione dell'ARERA.

2. Il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno non può rifiutare la connessione di un nuovo impianto di stoccaggio di idrogeno, terminale dell'idrogeno o cliente industriale a causa di eventuali future limitazioni delle capacità di rete disponibili o di costi supplementari derivanti dalla necessità di aumentare la capacità. Il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno assicura una capacità d'entrata e d'uscita sufficiente per la nuova connessione.



Art. 33-*quaterdecies* (*Designazione dei gestori dei sistemi di distribuzione e dei gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno*). — 1. Le imprese che possiedono o sono responsabili delle reti di distribuzione dell'idrogeno designano, sulla base di una procedura trasparente, per un periodo di tempo di dieci anni, uno o più gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno e provvedono affinché tali gestori agiscano a norma degli articoli 33-*quinquiesdecies* e 33-*sexiesdecies* del presente decreto.

Art. 33-*quinquiesdecies* (*Separazione dei gestori dei sistemi di distribuzione e dei gestori della rete di distribuzione dell'idrogeno*). — 1. Il gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno, qualora faccia parte di un'impresa verticalmente integrata, deve essere indipendente, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, da altre attività non connesse alla distribuzione o alla distribuzione dell'idrogeno. La presente disposizione non comporta l'obbligo di separare la proprietà dei mezzi del sistema di distribuzione o della rete di distribuzione dell'idrogeno dall'impresa verticalmente integrata. I gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno hanno la facoltà di prendere in locazione o in *leasing* attivi della rete dell'idrogeno da altri proprietari di sistemi di distribuzione, gestori dei sistemi di distribuzione o gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno all'interno della stessa impresa. Tale locazione o *leasing* non comporta sussidi incrociati tra operatori diversi.

2. Il gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno, qualora sia parte di un'impresa verticalmente integrata, è indipendente da altre attività non connesse alla distribuzione dell'idrogeno per quanto riguarda l'organizzazione e l'adozione di decisioni. Al fine di conseguire tale indipendenza, si applicano i seguenti criteri minimi:

a) l'amministrazione del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno non fa parte di strutture societarie dell'impresa verticalmente integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione ordinaria delle attività di produzione, trasporto e fornitura di idrogeno;

b) sono adottate misure idonee ad assicurare che gli interessi professionali delle persone responsabili dell'amministrazione del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno siano presi in considerazione in modo da consentire loro di agire in maniera indipendente;

c) il gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno dispone di effettivi poteri decisionali, indipendenti o dall'impresa verticalmente integrata, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione o allo sviluppo della rete; ai fini dello svolgimento di tali compiti, il gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno dispone delle risorse necessarie, comprese le risorse umane, tecniche, finanziarie e materiali; ciò non osta all'esistenza di appropriati meccanismi di coordinamento intesi a garantire la tutela dei diritti di vigilanza economica e amministrativa della società madre per quanto riguarda la redditività degli investimenti disciplinata indirettamente ai sensi dell'articolo 78, paragrafo 7, della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, in una società controllata; ciò consente in particolare alla società madre di approvare il piano finanziario annuale, o qualsiasi strumento equivalente,

del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno e di introdurre limiti globali ai livelli di indebitamento della sua società controllata; non è consentito alla società madre dare istruzioni, né per quanto riguarda le attività di gestione ordinaria, né in relazione a singole decisioni concernenti la costruzione o il miglioramento delle linee di distribuzione, che non eccedano i termini del piano finanziario approvato o di qualsiasi strumento equivalente;

d) il gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno predispone un programma di adempimenti contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori e garantisce che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere questo obiettivo. La persona o l'organo responsabile del controllo del programma di adempimenti, o il responsabile della conformità del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno presenta ogni anno all'ARERA una relazione sulle misure adottate e la rende pubblica. Il responsabile della conformità del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno è pienamente indipendente e deve poter accedere, per lo svolgimento della sua missione, a tutte le informazioni necessarie in possesso del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno e di ogni impresa collegata.

3. Qualora il gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno faccia parte di un'impresa verticalmente integrata, le rispettive attività sono controllate dall'ARERA affinché il gestore in questione non possa trarre vantaggio dalla sua integrazione verticale per falsare la concorrenza. In particolare, ai gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno verticalmente integrati è fatto divieto di creare confusione, nella loro politica di comunicazione e di marchio, circa l'identità distinta del ramo "fornitura" dell'impresa verticalmente integrata.

4. I commi 1, 2 e 3 non si applicano ai gestori di sistemi di distribuzione appartenenti a un'impresa di gas naturale integrata che rifornisce meno di 100.000 clienti allacciati. Qualora il gestore del sistema di distribuzione benefici di una deroga ai sensi del comma 1 alla data del 4 agosto 2024, non si applicano i commi 1, 2 e 3 anche al gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno facente parte della medesima impresa, a condizione che il numero combinato di clienti allacciati del gestore del sistema di distribuzione e del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno rimanga inferiore a 100.000.

Art. 33-*sexiesdecies* (*Compiti dei gestori delle reti, dello stoccaggio e dei terminali dell'idrogeno*). — 1. Il gestore della rete dell'idrogeno, dello stoccaggio di idrogeno o del terminale dell'idrogeno ha la responsabilità di:

a) gestire, mantenere e sviluppare, compresa la riconversione, a condizioni economiche accettabili, un'infrastruttura sicura e affidabile per il trasporto o lo stoccaggio di idrogeno, nel dovuto rispetto dell'ambiente, in stretta collaborazione con i gestori delle reti dell'idrogeno connesse e limitrofe, al fine di ottimizzare la co-ubicazione della produzione e dell'uso dell'idrogeno e sulla base del piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 16;



b) assicurare la capacità a lungo termine del sistema dell'idrogeno di soddisfare richieste ragionevoli individuate per il trasporto e lo stoccaggio di idrogeno conformemente al piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 16;

c) garantire mezzi adeguati ad adempiere ai propri obblighi;

d) fornire al gestore di altre reti o altri sistemi interconnessi con il proprio informazioni sufficienti, anche sulla qualità dell'idrogeno, per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità del sistema interconnesso;

e) non operare discriminazioni tra gli utenti del sistema dell'idrogeno o le categorie di utenti dell'infrastruttura, nello specifico a favore di imprese ad essi collegate;

f) fornire agli utenti del sistema dell'idrogeno le informazioni necessarie a un efficiente accesso all'infrastruttura;

g) adottare tutte le misure ragionevoli disponibili per evitare e ridurre al minimo le emissioni di idrogeno delle proprie operazioni e sottoporre periodicamente a ispezione tutti i componenti pertinenti sotto la propria responsabilità al fine di rilevare e riparare eventuali perdite di idrogeno;

h) presentare all'ARERA una relazione periodica, secondo le modalità definite dalla stessa ARERA, sul rilevamento delle perdite di idrogeno e, ove opportuno, un programma di riparazione o sostituzione delle stesse, rendendo pubbliche, su base annuale, informazioni statistiche riguardanti il rilevamento e la riparazione delle perdite di idrogeno.

2. I gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno assicurano sufficiente capacità transfrontaliera per integrare l'infrastruttura europea dell'idrogeno, accogliendo tutte le richieste di capacità economicamente ragionevoli e tecnicamente fattibili, individuate nel piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 16 e tenendo conto della sicurezza degli approvvigionamenti di gas. Ricevuta la certificazione a norma dell'articolo 33-*vicies septies*, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica affida a uno o a un numero limitato di gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno la responsabilità di assicurare la capacità transfrontaliera.

3. Ove opportuno per la gestione del sistema e per gli utenti finali, l'ARERA affida ai gestori delle reti dell'idrogeno la responsabilità di assicurare una gestione efficiente della qualità dell'idrogeno e una qualità stabile dell'idrogeno nelle loro reti, in conformità alle norme applicabili in materia di qualità dell'idrogeno.

4. I gestori delle reti dell'idrogeno sono responsabili del bilanciamento delle rispettive reti a decorrere dal 1° gennaio 2033 o da una data anteriore se così disposto dall'ARERA. Le regole di bilanciamento della rete dell'idrogeno adottate dai gestori delle reti dell'idrogeno, comprese le regole per addebitare agli utenti della loro rete lo sbilanciamento energetico sono obiettive, trasparenti e non discriminatorie.

Art. 33-*septiesdecies* (Reti dell'idrogeno esistenti). — 1. L'ARERA può concedere una deroga alle disposizioni di cui agli articoli 33-*octies*, 33-*quinquiesdecies*,

33-*vicies quater*, 33-*vicies quinquies*, 33-*vicies sexies* e 33-*vicies septies* del presente decreto, nonché agli articoli 7 e 65 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, in favore delle reti dell'idrogeno che alla data del 4 agosto 2024 appartenevano a un'impresa verticalmente integrata.

2. Le deroghe concesse a norma del comma 1 decadono al verificarsi di almeno una delle seguenti condizioni:

a) quando l'ARERA, su richiesta dell'impresa verticalmente integrata, decide di porre fine alla deroga;

b) quando la rete dell'idrogeno che beneficia della deroga viene collegata a un'altra rete dell'idrogeno;

c) quando la rete dell'idrogeno che beneficia della deroga viene ampliata o se è aumentata la sua capacità di oltre il 5 per cento in termini di lunghezza o capacità rispetto a quella posseduta alla data del 4 agosto 2024;

d) quando l'ARERA conclude, mediante decisione, che l'applicazione continuativa della deroga comporterebbe il rischio di ostacolare la concorrenza o di incidere negativamente sull'efficace realizzazione dell'infrastruttura dell'idrogeno o sullo sviluppo e sul funzionamento del mercato dell'idrogeno nazionale o nell'Unione europea.

3. Ogni sette anni a decorrere dalla data di concessione di una deroga a norma del comma 1, l'ARERA pubblica una valutazione dell'impatto della deroga sulla concorrenza, sull'infrastruttura dell'idrogeno e sullo sviluppo e sul funzionamento del mercato dell'idrogeno nazionale o nell'Unione europea.

4. L'ARERA può chiedere ai gestori delle reti dell'idrogeno esistenti di fornire loro tutte le informazioni necessarie per l'esecuzione dei loro compiti.

Art. 33-*duodevicies* (Reti dell'idrogeno geograficamente limitate). — 1. L'ARERA può concedere una deroga agli articoli 33-*vicies quater* e 33-*vicies septies* o all'articolo 33-*quinquiesdecies* per le reti dell'idrogeno che trasportano idrogeno all'interno di una zona industriale o commerciale geograficamente limitata. Per la durata della deroga, tali reti devono soddisfare tutte le seguenti condizioni:

a) non comprendono gli interconnettori di idrogeno;

b) non dispongono di connessioni dirette agli impianti di stoccaggio dell'idrogeno o ai terminali dell'idrogeno, a meno che tali impianti di stoccaggio o terminali siano anch'essi collegati a una rete dell'idrogeno che non beneficia di una deroga concessa a norma del presente articolo o dell'articolo 33-*septiesdecies*;

c) servono in primo luogo allo scopo di fornire idrogeno ai clienti direttamente collegati alla rete stessa;

d) non sono collegate a nessun'altra rete dell'idrogeno, ad eccezione delle reti che beneficiano anch'esse di una deroga concessa a norma del presente articolo e sono gestite dallo stesso gestore della rete dell'idrogeno.

2. L'ARERA revoca la deroga di cui al comma 1 qualora accerti che l'applicazione continuativa della deroga comporterebbe il rischio di ostacolare la concorrenza o di incidere negativamente sull'efficace realizzazione dell'infrastruttura dell'idrogeno o sullo sviluppo e



sul funzionamento del mercato dell'idrogeno nazionale o nell'Unione europea, ovvero laddove non sia più soddisfatta una qualsiasi delle condizioni elencate nel comma 1. Ogni sette anni a decorrere dalla concessione di una deroga a norma del comma 1, l'ARERA pubblica una valutazione dell'impatto della deroga sulla concorrenza, sull'infrastruttura dell'idrogeno e sullo sviluppo e sul funzionamento del mercato dell'idrogeno nazionale o nell'Unione europea. Le domande di accesso dei produttori di idrogeno e le domande di connessione dei clienti industriali sono notificate all'ARERA, rese pubbliche e trattate a norma dell'articolo 33-*terdecies*. La pubblicazione delle domande di accesso deve avvenire nel rispetto della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

Art. 33-*undecies* (*Interconnettori di idrogeno con paesi terzi*). — 1. La realizzazione e la messa in funzione di ciascun interconnettore di idrogeno tra Stati membri e paesi terzi avviene nel rispetto di un accordo internazionale a norma dell'articolo 218 TFUE con i paesi terzi connessi interessati, qualora ciò sia ritenuto necessario per garantire coerenza e uniformità rispetto alle norme applicabili alle reti di idrogeno di cui al presente decreto e al regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024. Un accordo internazionale non è ritenuto necessario qualora sia stato concluso un accordo intergovernativo con i paesi terzi connessi interessati, conformemente all'articolo 46-*quater* del presente decreto, nel quale sono definite norme di funzionamento per l'interconnettore di idrogeno in questione al fine di garantire coerenza e uniformità rispetto alle norme applicabili alle reti dell'idrogeno di cui al presente decreto e al regolamento (UE) 2024/1789.

2. Il comma 1 del presente articolo lascia impregiudicato quanto disciplinato dall'articolo 33-*trices quinques* nonché la ripartizione delle competenze con l'Unione europea.

3. Il comma 1 non osta alla possibilità, nel rispetto delle rispettive competenze con l'Unione europea e delle procedure applicabili, di avviare dialoghi con paesi terzi connessi, anche per instaurare una cooperazione su questioni pertinenti per la produzione di idrogeno, quali le questioni sociali e ambientali.

Art. 33-*vicies* (*Riservatezza per i gestori delle reti dell'idrogeno, degli impianti di stoccaggio dell'idrogeno e dei terminali dell'idrogeno*). — 1. Fatti salvi gli obblighi di legge in tema di trasparenza, ciascun gestore della rete dell'idrogeno, di un impianto di stoccaggio dell'idrogeno o di un terminale dell'idrogeno e ciascun proprietario della rete dell'idrogeno mantiene la riservatezza sulle informazioni commercialmente sensibili acquisite nel corso della sua attività e impedisce che le informazioni concernenti le proprie attività che potrebbero essere commercialmente vantaggiose vengano divulgate in modo discriminatorio. In particolare, se il gestore della rete dell'idrogeno, dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno o del terminale dell'idrogeno o il proprietario della rete dell'idrogeno fa parte di un'impresa verticalmente integrata, non può divulgare alcuna informazione commercialmente sensibile alle altre parti dell'impresa verticalmente integrata diverse dai gestori dei sistemi di

trasporto, dai gestori dei sistemi di distribuzione o dai gestori delle reti dell'idrogeno, salvo che ciò risulti necessario per effettuare un'operazione commerciale.

2. Nell'ambito di operazioni di compravendita di idrogeno da parte di imprese collegate, è fatto divieto al gestore della rete dell'idrogeno, dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno o del terminale dell'idrogeno di fare uso abusivo delle informazioni commercialmente sensibili acquisite da terzi nel fornire o nel negoziare l'accesso al sistema.

3. Le informazioni necessarie per un'effettiva concorrenza e l'efficiente funzionamento del mercato sono rese pubbliche. Tale obbligo non pregiudica la tutela delle informazioni commercialmente sensibili.

Art. 33-*vicies semel* (*Piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno*). — 1. I gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno presentano ogni quattro anni all'ARERA un piano volto a illustrare l'infrastruttura di rete dell'idrogeno che intendono sviluppare. Il piano è elaborato in stretta cooperazione con i gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica, nonché, ove opportuno, con gli operatori di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di garantire un'efficace integrazione del sistema energetico e tenendo nella massima considerazione il loro parere. I gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno, a norma del presente articolo, e i gestori dei sistemi di distribuzione, a norma dell'articolo 16-*bis*, che operano nella stessa regione possono elaborare un piano comune previa autorizzazione dell'ARERA. L'ARERA, in sede autorizzativa, accerta che il piano comune sia sufficientemente trasparente da individuare chiaramente le esigenze specifiche del settore del gas naturale e le esigenze specifiche del settore dell'idrogeno affrontate. Il piano comune prevede una modellizzazione separata per ciascun vettore energetico e con capitoli distinti che illustrano le mappature di rete per il gas naturale e le mappature di rete per l'idrogeno. In caso di elaborazione di piani distinti per il gas naturale e l'idrogeno, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno collaborano strettamente, qualora sia necessario prendere decisioni per garantire l'efficienza del sistema per tutti i vettori energetici, compresa, a titolo esemplificativo, la riconversione.

2. In particolare, il piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno:

a) include informazioni sul fabbisogno di capacità, in termini sia di volume che di durata, negoziato tra gli utenti delle reti di distribuzione dell'idrogeno e i gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno, sulla fornitura di idrogeno e sul fabbisogno di capacità, in termini sia di volume che di durata, dei potenziali futuri utenti finali difficili da decarbonizzare e di quelli esistenti, tenendo conto del potenziale di riduzione dei gas a effetto serra e dell'efficienza sotto il profilo energetico e in termini di costi rispetto ad altre opzioni, come anche dell'ubicazione di tali utenti finali, al fine di contemplare l'uso dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio in tali settori;

b) tiene conto dei piani di riscaldamento e raffreddamento stabiliti a norma dell'articolo 25, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e



del Consiglio, del 13 settembre 2023, e della domanda dei settori non contemplati dai piani di riscaldamento e raffreddamento, e valuta in che modo sia rispettato il principio «l'efficienza energetica al primo posto» di cui all'articolo 27 della medesima direttiva (UE) 2023/1791, quando si prende in considerazione l'espansione della rete di distribuzione dell'idrogeno in settori in cui sono disponibili alternative più efficienti sotto il profilo energetico;

c) include informazioni sulla misura in cui per trasportare idrogeno si debbano utilizzare gasdotti del gas naturale riconvertiti, nonché sulla misura in cui tale riconversione sia necessaria per soddisfare il fabbisogno di capacità stabilito in conformità alla lettera a);

d) si basa su una procedura consultiva che è aperta ai pertinenti soggetti interessati al fine di consentire la loro partecipazione tempestiva ed effettiva al processo di pianificazione, anche attraverso la comunicazione e lo scambio di tutte le informazioni pertinenti;

e) è pubblicato nel sito *internet* del gestore della rete di distribuzione dell'idrogeno contestualmente all'esito della consultazione dei soggetti interessati ed è trasmesso all'ARERA, unitamente all'esito della consultazione dei soggetti interessati. Il sito *internet* è aggiornato periodicamente in modo che i pertinenti soggetti interessati siano sufficientemente informati e possano così partecipare efficacemente alla consultazione;

f) è in linea con il piano nazionale integrato per l'energia e il clima e i relativi aggiornamenti e con le relazioni nazionali integrate sull'energia e il clima presentate nel quadro del regolamento (UE) 2018/1999 e sostiene l'obiettivo della neutralità climatica di cui all'articolo 2, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2021/1119;

g) è coerente con il piano di sviluppo della rete per l'idrogeno a livello dell'Unione di cui all'articolo 60 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, e con i piani decennali nazionali di sviluppo della rete elaborati conformemente all'articolo 16 del presente decreto.

3. I gestori delle reti di distribuzione dell'idrogeno scambiano tutte le informazioni pertinenti che sono necessarie all'elaborazione del piano con altri gestori delle reti dell'idrogeno, compresi quelli situati in Stati membri confinanti qualora vi sia una connessione diretta.

4. L'ARERA valuta se il piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno sia conforme al comma 1, esamina il piano e può richiederne modifiche in linea con la valutazione. Nel farlo tiene conto della necessità energetica ed economica globale della rete dell'idrogeno nonché del quadro di scenari comuni elaborato a norma dell'articolo 16, comma 2, lettera f). Nel caso di piani presentati in relazione alle reti dell'idrogeno che beneficiano di una deroga a norma dell'articolo 33-*septiesdecies* o 33-*duodevicies*, l'ARERA può astenersi dall'esaminare il piano medesimo e formulare raccomandazioni di modifica.

5. Nell'approvare gli oneri specifici ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2024/1789, l'ARERA tiene conto dell'esame del piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno.

Art. 33-*vicies bis* (Finanziamento dell'infrastruttura transfrontaliera dell'idrogeno). — 1. Nel caso di progetti di interconnessione di idrogeno non classificati come progetti di interesse comune di cui al capo II e all'allegato I, punto 3, del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022, i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno adiacenti e interessate sostengono i costi del progetto e possono includerli nei rispettivi sistemi tariffari, previa approvazione dell'ARERA. I gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno, se individuano un divario sostanziale tra benefici e costi, possono elaborare un piano di progetto, ivi compresa una richiesta di ripartizione transfrontaliera dei costi, e presentarlo congiuntamente all'ARERA per l'approvazione.

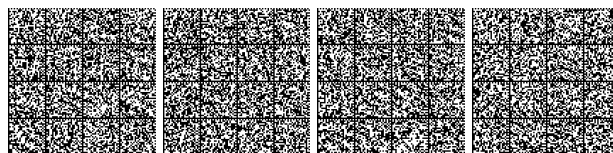
2. Qualora i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno presentino il piano di progetto di cui al comma 1, il piano e la domanda di ripartizione transfrontaliera dei costi sono corredati di un'analisi costi-benefici specifica per progetto, che prenda in considerazione i benefici oltre le frontiere degli Stati membri dell'Unione europea interessati, nonché di un piano aziendale di valutazione della sostenibilità finanziaria del progetto, che contenga una soluzione di finanziamento e indichi se i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno coinvolti concordano su una proposta dettagliata di ripartizione transfrontaliera dei costi. Le autorità di regolazione competenti, previa consultazione dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno, adottano una decisione congiunta in merito alla ripartizione dei costi di investimento a carico di ciascun gestore della rete di trasporto dell'idrogeno per il progetto.

3. A decorrere dal 1° gennaio 2033 tutti i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno interessati negoziano un sistema di compensazione finanziaria al fine di garantire il finanziamento dell'infrastruttura transfrontaliera dell'idrogeno, nel caso in cui non siano applicate tariffe per l'accesso alle reti di trasporto dell'idrogeno nei punti di interconnessione tra Stati membri dell'Unione europea a norma dell'articolo 7, paragrafo 8, del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024. Nello sviluppo di tale sistema i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno conducono un processo di consultazione ad ampio raggio coinvolgendo tutti i pertinenti partecipanti al mercato.

4. I gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno coinvolti concordano un sistema di compensazione finanziaria entro il 31 dicembre 2035 e lo sottopongono all'approvazione congiunta dell'ARERA e delle rispettive autorità di regolazione competenti. Se entro tale termine non è stato raggiunto un accordo, l'ARERA e le rispettive autorità di regolazione competenti prendono una decisione congiunta entro due anni. Qualora non si raggiunga un accordo sulla decisione congiunta entro due anni, spetta all'ACER adottare una decisione secondo la procedura di cui all'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019.

5. Il sistema di compensazione finanziaria è attuato conformemente all'articolo 43.

6. Nel contesto della transizione a un sistema di compensazione finanziaria, il meccanismo istituito non pregiudica i contratti di capacità esistenti.



7. Gli ulteriori dettagli necessari ai fini dell'attuazione del procedimento disciplinato dal presente articolo, segnatamente le procedure e le tempistiche richieste nonché la procedura di revisione e, ove opportuno, di modifica del sistema di compensazione finanziaria al fine di tenere conto dell'evolversi delle tariffe e dello sviluppo delle reti dell'idrogeno, sono definiti in un codice di rete redatto a norma dell'articolo 72 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.

Art. 33-*vicies ter* (Separazione dei proprietari dei sistemi di trasporto, dei proprietari della rete di trasporto dell'idrogeno, dei gestori dei sistemi di stoccaggio del gas naturale e dei gestori degli impianti di stoccaggio dell'idrogeno). — 1. I proprietari del sistema di trasporto e della rete di trasporto dell'idrogeno, qualora sia stato nominato un gestore del sistema indipendente o un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente, nonché i gestori dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno che fanno parte di un'impresa verticalmente integrata, sono indipendenti, almeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse al trasporto, alla distribuzione e allo stoccaggio dell'idrogeno.

2. Al fine di garantire l'indipendenza del proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno e del gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno di cui al comma 1, si applicano i seguenti criteri minimi:

a) i responsabili della direzione dell'impresa proprietaria della rete di trasporto dell'idrogeno e del gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno non devono far parte di strutture dell'impresa di gas naturale integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione quotidiana delle attività di produzione e fornitura di gas naturale e di idrogeno;

b) devono essere adottate misure idonee ad assicurare che gli interessi professionali delle persone responsabili della direzione dell'impresa proprietaria della rete di trasporto dell'idrogeno e del gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno siano presi in considerazione al fine di consentire loro di agire in modo indipendente;

c) il gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno è dotato di efficaci poteri decisionali, indipendenti dalle imprese di gas naturale integrate, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo degli impianti di stoccaggio di idrogeno; ciò non osta all'esistenza di appropriati meccanismi di coordinamento volti a garantire la tutela dei diritti di vigilanza economica e amministrativa della società controllante con riferimento alla redditività degli investimenti della società controllata ai sensi dell'articolo 43, comma 4-*bis*; ciò consente, in particolare, alla società controllante di approvare il piano finanziario annuale, o qualsiasi strumento equivalente, del gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno e di introdurre limiti globali ai livelli di indebitamento della sua società controllata; non è consentito alla società controllante madre impartire istruzioni relative alle attività di gestione ordinaria, né in relazione a singole decisioni concernenti la costruzione o il migliora-

mento degli impianti di stoccaggio dell'idrogeno che non eccedono i termini del piano finanziario approvato o di qualsiasi strumento equivalente;

d) il proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno e il gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno predispongono un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori e garantire che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza. Il programma di adempimenti illustra anche gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere tali obiettivi. La persona o l'organo responsabile del controllo del programma di adempimenti presenta ogni anno all'ARERA una relazione sulle misure adottate che viene pubblicata in forma adeguata a garantirne la conoscenza da parte dei soggetti interessati.

3. Ai fini della piena ed effettiva osservanza del comma 2 del presente articolo, il proprietario del sistema di trasporto o della rete di trasporto dell'idrogeno e il gestore dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno sono tenuti a conformarsi agli orientamenti adottati dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 90 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.

Art. 33-*vicies quater* (Separazione dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno). — 1. A decorrere dal 5 agosto 2026, i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno sono separati conformemente alle norme per i gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale di cui all'articolo 19.

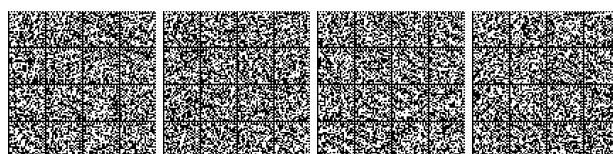
2. Ai fini del presente articolo nonché degli articoli 33-*quinquiesdecies* e 19, si intende per:

a) «produzione o fornitura», anche la produzione e la fornitura di idrogeno;

b) «trasporto», anche il trasporto di idrogeno.

3. In alternativa a quanto previsto dal comma 1, qualora le reti di trasporto dell'idrogeno appartengano a un'impresa verticalmente integrata, può essere designato un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente separato. I gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno e i gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale separati conformemente all'articolo 19, possono agire in qualità di gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno indipendenti, purché rispettino le prescrizioni dell'articolo 33-*vicies quinquies*.

4. In alternativa a quanto previsto dal comma 1, se una rete di trasporto dell'idrogeno appartiene a uno o più gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale certificati, ovvero se al 4 agosto 2024 una rete di trasporto dell'idrogeno appartiene a un'impresa verticalmente integrata attiva nella produzione o nella fornitura di idrogeno, può essere designato un soggetto sotto il controllo esclusivo del gestore del sistema di trasporto o il controllo congiunto di due o più gestori dei sistemi di trasporto, o sotto il controllo esclusivo dell'impresa verticalmente integrata attiva nella produzione o nella fornitura di idrogeno, come un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato separato conformemente alle norme relative ai gestori del trasporto di gas naturale indipendenti di cui al presente titolo. In deroga al primo periodo, qualora sia stata concessa una deroga ai sensi dell'articolo 33-*vicies quinquies*, comma 2, e una rete di trasporto dell'idrogeno appartenga



a uno o più gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale certificati e separati conformemente alle norme relative ai gestori del trasporto di gas naturale indipendenti di cui al presente titolo, può essere designato tale soggetto ovvero un soggetto sotto il controllo congiunto di due o più gestori dei sistemi di trasporto quale gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato separato conformemente alle norme relative ai gestori del trasporto di gas naturale indipendenti di cui al presente titolo.

5. L'impresa che comprenda un gestore del sistema di trasporto separato conformemente all'articolo 19 e un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato può essere attiva nella produzione o nella fornitura di idrogeno, ma non nella produzione o nella fornitura di gas naturale o di energia elettrica. Qualora tale impresa operi nel settore della produzione o della fornitura di idrogeno, il gestore del sistema di trasporto del gas naturale si conforma ai requisiti di cui al presente titolo, e l'impresa e tutte le sue parti non prenotano né utilizzano diritti di capacità per l'iniezione di idrogeno in un sistema di trasporto o di distribuzione del gas naturale gestito dall'impresa medesima.

6. Ai gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno si applicano le norme applicabili ai gestori dei sistemi di trasporto di cui all'articolo 33-*duodetricies*.

Art. 33-*vicies quinquies* (*Separazione orizzontale dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno*). — 1. Il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno, qualora faccia parte di un'impresa attiva nel trasporto o nella distribuzione di gas naturale ovvero nel settore dell'energia elettrica, deve essere indipendente almeno sotto il profilo della forma giuridica.

2. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sulla base di un'analisi costi-benefici positiva pubblicamente disponibile, può concedere ai gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno deroghe ai requisiti di cui al comma 1, previa valutazione positiva da parte dell'ARERA conformemente a quanto disposto dal comma 4.

3. Le deroghe concesse a norma del comma 2 sono pubblicate e notificate alla Commissione europea, corredate della relativa valutazione di cui al comma 4, nel rispetto della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

4. Al momento della concessione di una deroga a norma del comma 2, e successivamente almeno ogni sette anni, oppure su richiesta motivata della Commissione, l'ARERA pubblica una valutazione dell'impatto della deroga sulla trasparenza, sui sussidi incrociati, sulle tariffe di rete e sugli scambi transfrontalieri. Tale valutazione comprende almeno il calendario dei trasferimenti di attivi previsti dal settore del gas naturale al settore dell'idrogeno. Se, sulla base di una valutazione, l'ARERA conclude che l'applicazione continuativa della deroga avrebbe un impatto negativo sulla trasparenza, sui sussidi incrociati, sulle tariffe di rete e sugli scambi transfrontalieri, o una volta concluso il trasferimento di attivi dal settore del gas naturale al settore dell'idrogeno, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica revoca la deroga.

Art. 33-*vicies sexies* (*Separazione della contabilità dei gestori delle reti dell'idrogeno*). — 1. La contabilità dei gestori delle reti dell'idrogeno è tenuta a norma dell'articolo 25 del presente decreto.

Art. 33-*vicies septies* (*Designazione e certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto e dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno*). — 1. Un'impresa, prima di essere approvata e designata come gestore delle reti di trasporto dell'idrogeno, è certificata conformemente ai commi 4, 5 e 6 del presente articolo e all'articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.

2. Le imprese che sono state certificate dall'ARERA come imprese che hanno rispettato le prescrizioni di cui all'articolo 19 o all'articolo 33-*vicies quater*, secondo la procedura di certificazione, sono approvate e designate dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica quali gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno. La designazione dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno è notificata alla Commissione europea, ai fini della pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea.

3. Le imprese certificate di cui al comma 1 notificano all'ARERA tutte le transazioni previste che possano richiedere un riesame della loro osservanza delle prescrizioni di cui all'articolo 19 o all'articolo 33-*vicies quater*.

4. L'ARERA vigila sulla costante osservanza delle disposizioni di cui all'articolo 19 e all'articolo 33-*vicies quater* da parte delle imprese certificate. Al fine di assicurare tale rispetto avvia una procedura di certificazione:

a) quando riceve notifica dall'impresa certificata a norma del comma 3;

b) di propria iniziativa, quando venga a conoscenza del fatto che la prevista modifica dei diritti o dell'influenza nei confronti delle imprese certificate o dei proprietari dei sistemi di trasporto dell'idrogeno rischia di concretare una violazione dell'articolo 19 o dell'articolo 33-*vicies quater* ovvero quando ha motivo di ritenere che tale violazione si sia già verificata; oppure

c) su richiesta motivata della Commissione europea.

5. L'ARERA adotta una decisione in merito alla certificazione del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno entro cento giorni lavorativi a decorrere dalla data della notificazione effettuata dal gestore stesso o dalla data della richiesta della Commissione europea. Decorso tale termine, la certificazione si intende accordata. La decisione espressa o tacita dell'ARERA acquista efficacia solo a seguito della conclusione della procedura di cui al comma 6.

6. L'ARERA notifica tempestivamente alla Commissione europea la decisione espressa ovvero intervenuta per silenzio-assenso in merito alla certificazione, unitamente alle informazioni rilevanti per la decisione stessa, ai fini dell'articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789.

7. L'ARERA può chiedere ai gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno e alle imprese che esercitano attività di produzione o di fornitura di idrogeno le informazioni pertinenti ai fini dell'espletamento dei compiti ad esse conferiti dal presente articolo.



8. L'ARERA garantisce la segretezza delle informazioni commercialmente sensibili.

Art. 33-*duodetricies* (*Certificazione in relazione ai paesi terzi*). — 1. Qualora la certificazione sia richiesta da un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno o da un proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno che sia controllato da un soggetto di un paese terzo, l'ARERA lo notifica alla Commissione europea. L'ARERA notifica tempestivamente alla Commissione europea qualsiasi circostanza che abbia come risultato l'acquisizione del controllo di una rete di trasporto dell'idrogeno o di un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno da parte di un soggetto di un paese terzo.

2. Il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno notifica all'ARERA qualsiasi circostanza che abbia come risultato l'acquisizione del controllo, della rete di trasporto dell'idrogeno o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno da parte di un soggetto di un paese terzo.

3. L'ARERA adotta un progetto di decisione relativa alla certificazione del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno entro cento giorni lavorativi a decorrere dalla data della notifica effettuata dal gestore stesso. Essa rifiuta la certificazione se non è stato dimostrato cumulativamente:

a) che la persona fisica o giuridica interessata ottemperi agli obblighi di cui all'articolo 19 o all'articolo 33-*vicies quater*;

b) che il rilascio della certificazione non metterà a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico o gli interessi essenziali nazionali e dell'Unione europea in materia di sicurezza; nell'esaminare la questione l'ARERA, sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, tiene conto:

1) dei diritti e obblighi dell'Unione europea in relazione a tali paesi terzi che discendono dal diritto internazionale, incluso un accordo concluso con uno o più paesi terzi, di cui l'Unione europea è parte e che tratta le questioni della sicurezza dell'approvvigionamento energetico;

2) dei diritti e obblighi in relazione a tale paese terzo che discendono da accordi conclusi con esso, nella misura in cui sono conformi al diritto dell'Unione europea;

3) della proprietà, della fornitura o di altri rapporti commerciali che potrebbero incidere negativamente sugli incentivi e sulla capacità del proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno di consegnare idrogeno allo Stato o all'Unione europea;

4) di altri fatti e circostanze specifici del caso e del paese interessato.

4. L'ARERA notifica tempestivamente la propria decisione preliminare alla Commissione europea, unitamente a tutte le informazioni rilevanti ai fini della decisione stessa.

5. L'ARERA, prima di adottare una decisione relativa alla certificazione, chiede un parere alla Commissione europea in merito a:

a) se la persona fisica o giuridica interessata ottemperi alle prescrizioni dei cui all'articolo 68;

b) se il rilascio della certificazione metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione europea.

6. L'ARERA trasmette alla Commissione europea la richiesta di parere di cui al comma 5. Il parere è reso secondo i termini e le modalità previsti dall'articolo 72 della direttiva (UE) 2024/1788. Qualora il parere non sia reso entro i termini previsti, si intende che non vi siano obiezioni alla decisione dell'ARERA.

7. L'ARERA dispone di un termine di cinquanta giorni lavorativi dalla scadenza del periodo di cui al comma 6 per adottare la decisione definitiva relativa alla certificazione. Nell'adottare la decisione definitiva, l'ARERA tiene nella massima considerazione il parere della Commissione europea. In ogni caso resta fermo il diritto di rifiutare il rilascio della certificazione se questo mette a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nazionale o la sicurezza dell'approvvigionamento energetico di un altro Stato membro. La decisione definitiva dell'ARERA e il parere della Commissione europea sono pubblicati congiuntamente. Qualora la decisione definitiva differisca dal parere della Commissione europea, è resa pubblica, unitamente a detta decisione, la motivazione della stessa.

Art. 33-*undetricies* (*Designazione dei gestori di impianti di stoccaggio dell'idrogeno e terminali dell'idrogeno*). — 1. Le imprese dell'idrogeno che possiedono impianti di stoccaggio dell'idrogeno e terminali dell'idrogeno designano, per un periodo di tempo di determinato dall'ARERA e tenendo conto degli aspetti di efficienza ed equilibrio economico, uno o più gestori per tali infrastrutture.

2. L'ARERA vigila affinché i gestori di cui al comma 1 operino nel rispetto dei principi di obiettività, di trasparenza e di non discriminazione.

Art. 33-*tricies* (*Diritto di accesso alla contabilità*). — 1. Le autorità competenti, compresa l'ARERA e le autorità competenti per la risoluzione delle controversie di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, hanno il diritto di accedere alla contabilità delle imprese di idrogeno nella misura necessaria per lo svolgimento delle loro funzioni conformemente all'articolo 25.

2. Le autorità competenti di cui al comma 1 mantengono la riservatezza sulle informazioni commercialmente sensibili. La divulgazione di tali informazioni è ammessa solo qualora sia necessario per consentire alle autorità stesse di svolgere le proprie funzioni.

Art. 33-*tricies semel* (*Separazione della contabilità*). — 1. Le imprese di idrogeno, indipendentemente dal regime di proprietà o dalla forma giuridica, redigono, sottopongono a revisione e pubblicano i conti annuali secondo la vigente disciplina sui conti annuali delle società di capitali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2015,



n. 139. Le imprese che non sono per legge tenute a pubblicare i conti annuali ne devono tenere una copia a disposizione del pubblico presso la propria sede sociale.

2. Nella contabilità interna, le imprese devono tenere conti separati per ciascuna attività di trasporto dell'idrogeno, distribuzione, terminale dell'idrogeno e stoccaggio di idrogeno come se ciascuna attività fosse svolta da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, sussidi incrociati tra settori e distorsioni della concorrenza. Gli attivi infrastrutturali delle imprese sono assegnati ai conti pertinenti e alla *regulatory asset* base separatamente per gli attivi di idrogeno e tale assegnazione è resa trasparente. Le imprese tengono inoltre conti, che possono essere consolidati, per le altre attività non riguardanti, i terminali dell'idrogeno, lo stoccaggio di idrogeno o il trasporto dell'idrogeno. Nella contabilità è precisato il reddito proveniente dalla proprietà della rete dell'idrogeno. Le imprese tengono eventualmente conti consolidati per altre attività non riguardanti il settore dell'idrogeno. La contabilità interna comprende uno stato patrimoniale e un conto profitti e perdite per ciascuna attività. La separazione della contabilità è sottoposta a revisione conformemente alle norme di cui al comma 1 ed è comunicata all'ARERA.

3. La revisione contabile di cui al comma 1 verifica, in particolare, che sia rispettato l'obbligo di evitare le discriminazioni e i sussidi incrociati di cui al comma 2. Fatto salvo quanto previsto dall'articolo 5 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, non devono verificarsi sussidi incrociati tra gli utenti del sistema del gas naturale e gli utenti della rete idrogeno.

4. Le imprese specificano nella contabilità interna le norme di ripartizione dell'attivo e del passivo e dei costi e dei ricavi, nonché le norme di ammortamento, fatte salve le norme vigenti relative alla contabilità, applicate nella redazione dei conti separati di cui al comma 2. Tali norme interne possono essere modificate solo in casi eccezionali. Le modifiche sono notificate all'ARERA e debitamente motivate.

5. Nell'allegato ai conti annuali le imprese devono indicare ogni operazione di rilevante entità effettuata con imprese ad esse collegate.

Art. 33-*tricies bis* (*Designazione dell'autorità di regolazione per l'idrogeno ai sensi della direttiva (UE) 2024/1788*). — 1. Le funzioni di autorità di regolazione nazionale in materia di idrogeno, ai sensi della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sono attribuite all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, di seguito "ARERA", con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481.

2. In ragione delle competenze attribuite all'ARERA ai sensi del comma 1, la pianta organica dell'Autorità medesima è incrementata di dodici unità di ruolo, appartenenti alla carriera dei funzionari FIII livello base, da assumere in conformità a quanto previsto dall'articolo 22 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114,

anche in deroga all'articolo 1, comma 829, della legge 30 dicembre 2024, n. 207, fermo restando quanto previsto all'articolo 1, comma 834, della medesima legge n. 207 del 2024.

3. Agli oneri derivanti dal comma 2, pari a euro 646.692 per l'anno 2026, a euro 1.293.384 per l'anno 2027, a euro 1.329.306 per l'anno 2028, a euro 1.366.305 per l'anno 2029, a euro 1.404.414 per l'anno 2030, a euro 1.443.667 per l'anno 2031, a euro 1.484.097 per l'anno 2032, a euro 1.525.739 per l'anno 2033, a euro 1.568.632 per l'anno 2034, a euro 1.612.811 per l'anno 2035 e ad euro 1.658.315 annui a decorrere dall'anno 2036, si provvede a valere sul bilancio di ARERA anche ai sensi di quanto previsto dal comma 4.

4. Il contributo di cui all'articolo 2, comma 38, lettera b), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e all'articolo 1, comma 68-*bis*, della legge 23 dicembre 2005, n. 266, è posto anche a carico dei soggetti operanti nel settore dell'idrogeno, per un importo non superiore all'1 per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio di ciascuno dei medesimi soggetti.

Art. 33-*tricies ter* (*Applicazione della disciplina dell'autorità di regolazione al settore dell'idrogeno*). — 1. Ai fini del presente titolo, all'ARERA si applicano, in quanto compatibili, le disposizioni del titolo IV.

2. Le disposizioni di cui al comma 1 si applicano ai gestori delle reti di trasporto e di distribuzione dell'idrogeno, ai gestori degli impianti di stoccaggio dell'idrogeno e ai gestori dei terminali dell'idrogeno.

3. L'ARERA, nell'esercizio dei poteri di cui al titolo IV, può adottare atti di regolazione e provvedimenti attuativi volti a disciplinare le modalità di applicazione delle predette disposizioni al settore dell'idrogeno, tenendo conto delle relative specificità tecniche, economiche e infrastrutturali.

4. Fermo restando quanto previsto dal titolo IV, i compiti e le competenze dell'ARERA sono integrati come stabilito dall'articolo 33-*tricies quater*.

Art. 33-*tricies quater* (*Ulteriori compiti e competenze dell'autorità di regolazione*). — 1. Fatto salvo quanto disposto dal titolo IV, i compiti e le competenze dell'ARERA sono integrati come segue:

a) stabilire o approvare, in base a criteri trasparenti, le tariffe di accesso alla rete dell'idrogeno e le rispettive metodologie di calcolo;

b) tenere conto dell'esame e della valutazione dei piani di sviluppo dell'infrastruttura di trasporto dell'idrogeno presentati dai gestori delle reti dell'idrogeno a norma degli articoli 16 e 33-*vicies semel*, nell'approvare gli oneri specifici ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024;

c) vigilare sull'applicazione delle norme che disciplinano funzioni e responsabilità dei gestori dei sistemi di trasporto, dei gestori dei sistemi di distribuzione, dei gestori delle reti dell'idrogeno, dei fornitori, dei clienti e di altri partecipanti al mercato a norma del regolamento (UE) 2024/1789;



d) approvare e modificare i piani di sviluppo della rete di cui agli articoli 16 e 16-bis;

e) procedere all'esame e, ove opportuno, chiedere modifiche del piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno di cui all'articolo 33-*vicies semel*, comma 4.

2. Pur mantenendo la propria autonomia, fatte salve le proprie competenze specifiche e in conformità ai principi in materia di miglioramento della regolamentazione, l'ARERA si consulta, ove opportuno, con i gestori delle reti dell'idrogeno e, se del caso, coopera strettamente nello svolgimento dei compiti di cui al comma 1 con altre autorità nazionali pertinenti.

3. Oltre ai compiti ad essa conferiti dalla normativa vigente, qualora sia stato designato un gestore di sistema indipendente o un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente a norma dall'articolo 17 o dell'articolo 33-*vicies quater*, l'ARERA:

a) controlla l'osservanza, da parte del proprietario del sistema di trasporto e del gestore di sistema indipendente o del proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno e del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente, degli obblighi che ad essi incombono a norma del presente decreto e irroga sanzioni in caso di inosservanza di tali obblighi;

b) controlla le relazioni e le comunicazioni tra il gestore di sistema indipendente e il proprietario del sistema di trasporto o tra il proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno e il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente in modo da assicurare che il gestore di sistema indipendente o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente ottemperi agli obblighi che ad esso incombono e, in particolare, approva i contratti e agisce in qualità di organo per la risoluzione delle controversie sorte tra il gestore di sistema indipendente e il proprietario del sistema di trasporto o tra il proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno e il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente in seguito a eventuali reclami presentati da uno di essi ai sensi dell'articolo 44, comma 2;

c) fatto salvo quanto previsto dall'articolo 17, comma 2, per il primo piano decennale di sviluppo della rete, approva la programmazione degli investimenti e il piano pluriennale di sviluppo della rete presentato annualmente dal gestore di sistema indipendente o dal gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente;

d) provvede affinché le tariffe per l'accesso alla rete riscalate dal gestore di sistema indipendente o dal gestore della rete dell'idrogeno indipendente comprendano un corrispettivo per il proprietario della rete o per i proprietari della rete che consenta un compenso adeguato all'utilizzo degli attivi della rete e di eventuali nuovi investimenti in essa effettuati, purché sostenuti secondo principi di economia ed efficienza;

e) esercita poteri ispettivi, anche senza preavviso, presso i locali del proprietario del sistema di trasporto e del gestore di sistema indipendente o del proprietario della rete di trasporto dell'idrogeno e del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente.

4. All'ARERA è conferito il potere di adottare decisioni vincolanti per le imprese di idrogeno.

5. Oltre ai compiti e alle competenze ad essa conferiti dalla normativa vigente, qualora sia stato designato un gestore di trasporto indipendente o un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato a norma degli articoli 11 e 15, all'ARERA sono conferiti i seguenti poteri:

a) irrogare sanzioni per comportamenti discriminatori a favore dell'impresa verticalmente integrata;

b) controllare le comunicazioni tra il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato e l'impresa verticalmente integrata in modo da assicurare che il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato ottemperi agli obblighi ad esso incombenti;

c) agire in qualità di organo di risoluzione delle controversie sorte tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato in seguito a eventuali reclami presentati dagli stessi;

d) controllare le relazioni commerciali e finanziarie, compresi i prestiti, tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato;

e) approvare gli accordi commerciali e finanziari tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasporto o il gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato, verificando che siano conformi alle condizioni di mercato;

f) richiedere all'impresa verticalmente integrata, in caso di notifica da parte del responsabile della conformità a norma dell'articolo 15, comma 4, ogni informazione necessaria, ivi inclusa la prova che non si sono verificati comportamenti discriminatori a favore dell'impresa verticalmente integrata;

g) esercitare poteri ispettivi, anche senza preavviso, presso i locali dell'impresa verticalmente integrata e del gestore del sistema di trasporto o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato;

h) attribuire, in tutto o in parte, i compiti specifici del gestore del sistema di trasporto o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno integrato a un gestore di sistema indipendente o a un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente designato a norma dell'articolo 33-*vicies quater* in caso di reiterata violazione, da parte del gestore del sistema di trasporto o del gestore della rete dell'idrogeno integrato, degli obblighi gravanti su di esso a norma del presente decreto, in particolare in caso di comportamenti discriminatori ripetuti a favore dell'impresa verticalmente integrata.

6. L'ARERA ha il compito di fissare o approvare, con sufficiente anticipo rispetto alla loro entrata in vigore, quantomeno le metodologie usate per calcolare o stabilire le condizioni per determinare la connessione e l'accesso alle reti nazionali dell'idrogeno, comprese le tariffe di rete dell'idrogeno, ove opportuno, e le condizioni e le tariffe per l'accesso allo stoccaggio di idrogeno e ai terminali dell'idrogeno.



Art. 33-*trices quinquies* (*Accordi tecnici relativi all'esercizio delle linee di condotte per l'idrogeno da e verso paesi terzi*). — 1. Il presente decreto lascia impregiudicata, per i gestori dei sistemi di trasporto dell'idrogeno, i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno o altri operatori economici, la facoltà di mantenere in vigore o concludere accordi tecnici su questioni relative all'esercizio delle condotte con paesi terzi, nella misura in cui tali accordi siano compatibili con il diritto dell'Unione europea e con le pertinenti decisioni delle autorità di regolazione degli Stati membri interessati. Tali accordi sono notificati alle autorità di regolazione degli Stati membri interessati.».

Art. 35.

Modifiche all'articolo 42 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93

1. All'articolo 42, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'alinea, dopo le parole: «dalla legge 14 novembre 1995, n. 481» sono aggiunte le seguenti: «, in stretta consultazione con le altre autorità nazionali competenti, inclusa l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e, se del caso, le pertinenti autorità degli Stati membri limitrofi e dei paesi limitrofi, fatte salve le rispettive competenze»;

b) la lettera a) è sostituita dalla seguente:

«a) promuovere, in stretta cooperazione con l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia - ACER, con le autorità di regolamentazione degli altri Stati membri e con la Commissione europea, mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale, dei gas rinnovabili, dei gas a basse emissioni di carbonio e dell'idrogeno concorrenziali, flessibili, sicuri e ecologicamente sostenibili nell'Unione europea, nonché l'efficace apertura del mercato per tutti i clienti e i fornitori dell'Unione europea, oltre a garantire condizioni appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti del gas naturale e dell'idrogeno e far avanzare l'integrazione del sistema energetico, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine e contribuendo in tal modo all'applicazione coerente, efficiente ed efficace del diritto dell'Unione europea al fine di conseguire gli obiettivi dell'Unione europea in materia di clima ed energia»;

c) la lettera a-ter) è sostituita dalla seguente:

«a-ter) eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica, gas naturale e idrogeno tra gli Stati membri, gas naturale e idrogeno e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere, per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali, nonché al fine di agevolare la circolazione dell'energia elettrica all'interno dell'Unione europea»;

d) la lettera c) è sostituita dalla seguente:

«c) contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi e tenendo conto del principio "l'efficienza energetica al primo posto", lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed efficienti

orientati al consumatore e promuovere l'adeguatezza dei sistemi e, in linea con agli obiettivi generali in materia di politica energetica e climatica, l'efficienza energetica nonché l'integrazione della produzione su larga scala e su scala ridotta di energia elettrica e di gas da fonti rinnovabili e la produzione decentrata nelle reti di trasporto, di trasmissione e distribuzione, agevolandone il funzionamento in relazione ad altre reti energetiche dell'energia elettrica e del riscaldamento»;

e) la lettera d) è sostituita dalla seguente:

«d) agevolare la connessione e l'accesso alla rete di nuove capacità di produzione e di generazione, in particolare eliminando gli ostacoli che potrebbero impedire la connessione e l'accesso di nuovi operatori nei mercati e l'immissione dell'energia elettrica e del gas e idrogeno da fonti di rinnovabili»;

f) alla lettera d-bis), dopo le parole: «di trasmissione dell'energia elettrica» sono inserite le seguenti: «, del gas e idrogeno da fonti rinnovabili»;

g) alla lettera e), dopo le parole: «tutela dei consumatori» sono aggiunte le seguenti: «in stretto coordinamento con le pertinenti autorità di tutela dei consumatori e in consultazione con i pertinenti organismi dei consumatori».

Art. 36.

Modifiche all'articolo 43 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93

1. All'articolo 43 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

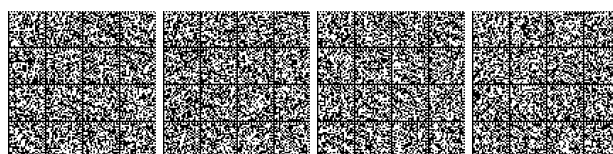
a) al comma 2:

1) alla lettera a), le parole: «delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «alla direttiva 2009/72/CE e alla direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, in particolare, valutando l'esistenza di ostacoli che impediscano ai clienti di esercitare i loro diritti, quali il cambio di fornitore, la risoluzione del contratto e l'accesso a meccanismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie»;

2) alla lettera b), le parole «delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE» sono sostituite dalle seguenti: «alla direttiva 2009/72/CE e alla direttiva (UE) 2024/1788»;

3) la lettera c) è sostituita dalla seguente:

«c) garantisce che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione e, se necessario, i proprietari dei rispettivi sistemi e i gestori delle reti dell'idrogeno, nonché qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale o altro partecipante al mercato dell'energia, ottemperino agli obblighi che ad essi incombono ai sensi della normativa nazionale vigente, dei regolamenti (UE) 2024/1789 e 2019/943 e del regolamento (CE) n. 715/2009, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943 e degli articoli 70, 71 e 72 del regolamento (UE) 2024/1789, del regolamento (UE) 2017/1938, nonché di tutte le altre disposizioni di diritto dell'Unione europea, anche per quanto riguarda le questioni tran-



sfrontaliere, nonché in forza delle decisioni dell'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER);»;

4) la lettera *c-ter*) è sostituita dalla seguente:

«*c-ter*) in stretto coordinamento con le altre autorità di regolazione nazionali, garantisce che la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'energia elettrica (ENTSO-E), il gas (ENTSO-G), l'idrogeno (ENNOH) e l'ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione dell'UE (EU DSO) ottemperino agli obblighi che ad essi incombono alla stregua della normativa nazionale vigente, del regolamento (UE) 2024/1789, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli da 70 a 74 del regolamento (UE) 2024/1789 e delle pertinenti disposizioni di diritto dell'Unione europea, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché in forza delle decisioni assunte dall'ACER;»;

5) la lettera *c-quater*) è sostituita dalla seguente:

«*c-quater*) individua congiuntamente alle altre autorità di regolazione europee l'inadempimento, da parte dell'ENTSO-E, di ENTSG, dell'EU DSO e dell'ENNOH, dei rispettivi obblighi, tenuto conto che se le autorità di regolazione non sono in grado di raggiungere un accordo entro un termine di quattro mesi dall'inizio delle consultazioni al fine di individuare congiuntamente l'inadempimento, la questione è deferita all'ACER per una decisione, a norma dell'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942;»;

6) alla lettera *c-quinquies*), le parole: «58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/942» sono sostituite dalle seguenti: «70 a 74 del regolamento (UE) 2024/1789»;

7) la lettera *c-duodecies*) è sostituita dalla seguente:

«*c-duodecies*) assicura che ai gestori dei sistemi, compresi i gestori delle reti dell'idrogeno, e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati per migliorare l'efficienza energetica delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate;»;

8) dopo la lettera *c-terdecies*) sono aggiunte le seguenti:

«*c-quaterdecies*) garantisce un processo aperto, trasparente, efficace ed inclusivo per predisporre il piano nazionale di sviluppo della rete in linea con le prescrizioni dell'articolo 55 della direttiva (UE) 2027/1788 il piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno in linea con le prescrizioni dell'articolo 56 e, se del caso, il piano di dismissione della rete in linea con le prescrizioni dell'articolo 57 della medesima direttiva;

c-quinquiesdecies) approva e modifica i piani di sviluppo della rete di cui all'articolo 55 e, se del caso, all'articolo 57 della direttiva (UE) 2024/1788;

c-sexiesdecies) procede all'esame e, se del caso, chiede modifiche del piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno di cui all'articolo 56, paragrafo 4, della direttiva (UE) 2024/1788;

c-septiesdecies) definisce gli orientamenti di cui all'articolo 57, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2024/1788 che forniscono criteri e metodologie per un approccio strutturale alla dismissione di parti della rete di distribuzione del gas naturale, tenendo conto dei costi di dismissione e del caso specifico degli attivi che potrebbero comportare la dismissione prima della fine del loro ciclo di vita originariamente previsto, nonché fornire orientamenti per quanto riguarda la fissazione delle tariffe in tali casi;

c-duodevicies) monitora l'eliminazione degli ostacoli e delle restrizioni ingiustificati allo sviluppo del consumo di gas naturale rinnovabile autoprodotti;

c-undevicies) svolge qualsiasi altro compito conferito a norma della direttiva (UE) 2024/1788 e del regolamento (UE) 2024/1789;

c-vicies) esercita i poteri seguenti:

1) fissa e approva, con sufficiente anticipo rispetto alla loro entrata in vigore, quantomeno le metodologie usate per calcolare o stabilire le condizioni per la prestazione di servizi di bilanciamento, che devono essere svolti nel modo più economico, fornisce incentivi adeguati agli utenti della rete per bilanciare l'immissione e il prelievo di energia, in modo equo e non discriminatorio, e basarsi su criteri obiettivi;

2) approva e monitora gli oneri specifici ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2024/1789;

c-vicies semel) controlla la gestione della congestione all'interno delle reti di trasporto e delle reti di trasporto dell'idrogeno nazionali, compresi gli interconnettori e gli interconnettori di idrogeno, e l'attuazione delle norme di gestione della congestione. A tal fine, i gestori dei sistemi di trasporto, i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno o gli operatori di mercato presentano all'autorità le loro procedure di gestione della congestione, inclusa l'allocazione della capacità, che se del caso può chiedere la modifica di tali regole.»;

b) dopo il comma 2-*bis* è inserito il seguente:

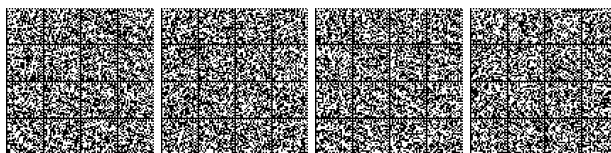
«2-*ter*. L'Autorità approva gli scenari comuni per il piano decennale comune di sviluppo della rete del gas e dell'idrogeno conformemente all'articolo 55, paragrafo 2, lettera f), della direttiva (UE) 2024/1788.»;

c) al comma 3:

1) alla lettera a), dopo le parole: «sistemi di trasporto» sono aggiunte le seguenti: «e dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno, e fornisce, nella relazione annuale, un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasporto e dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno sotto il profilo della loro conformità con i piani di sviluppo della rete a livello dell'Unione europea di cui agli articoli 32 e 60 del regolamento (UE) 2024/1789, comprendente le raccomandazioni per la modifica di tali programmi di investimento»;

2) dopo la lettera c) è aggiunta la seguente:

«*c-bis*) sul tempo impiegato dai gestori dei sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale o dai gestori delle reti dell'idrogeno per effettuare connessioni e riparazioni, comprese le richieste di connessione alla rete da parte degli impianti di produzione di biometano.»;



d) al comma 4:

1) la lettera a) è sostituita dalla seguente:

«a) il grado e l'efficacia di apertura dei mercati all'ingrosso e al dettaglio, compresi le borse dell'energia elettrica e del gas naturale e dell'idrogeno, i prezzi fatturati ai clienti civili inclusi i sistemi di prepagamento e gli anticipi, la percentuale dei clienti che cambiano fornitore, la percentuale delle disattivazioni, le spese per i servizi di manutenzione e per la loro esecuzione; la trasparenza delle offerte, le impennate dei prezzi e il loro impatto sui prezzi al dettaglio e al consumo, il rapporto tra i prezzi per i clienti civili e i prezzi all'ingrosso, i reclami dei clienti civili e le eventuali distorsioni o restrizioni della concorrenza, comunicando in particolare ogni informazione pertinente all'attenzione delle autorità garanti della concorrenza e deferendo alle stesse tutti i casi che essa ritenga di loro competenza, in particolare per quanto riguarda i clienti vulnerabili e i clienti in condizioni di povertà energetica;»;

2) alla lettera b) sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: «, e, se del caso, informare l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) in merito a tali pratiche»;

3) dopo la lettera c) sono aggiunte le seguenti:

«c-bis) l'evoluzione della qualità del gas e della relativa gestione a opera dei gestori dei sistemi di trasporto e, se del caso, dei gestori dei sistemi di distribuzione, ivi compreso il monitoraggio dell'andamento dei costi connessi alla gestione della qualità del gas a opera dei gestori dei sistemi e gli sviluppi legati alla miscelazione e alla demiscelazione di idrogeno nel sistema del gas naturale a opera dei gestori dei sistemi di stoccaggio del gas naturale e dei gestori degli impianti GNL;

c-ter) l'evoluzione della qualità dell'idrogeno e della relativa gestione a opera dei gestori delle reti dell'idrogeno, se del caso, come previsto all'articolo 50, ivi compreso il monitoraggio dell'andamento dei costi connessi alla gestione della qualità dell'idrogeno;

c-quater) affinché sia rispettata la libertà contrattuale per quanto concerne i contratti a lungo termine, a condizione che siano conformi al diritto dell'Unione europea, siano coerenti con le politiche dell'Unione europea e contribuiscano al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, purché per la fornitura di gas di origine fossile non soggetto ad abbattimento non siano stipulati contratti a lungo termine la cui durata si protragga oltre il 31 dicembre 2049;

c-quinquies) sul livello di trasparenza, anche dei prezzi all'ingrosso, e garantisce l'osservanza, da parte delle imprese di gas naturale e di idrogeno, degli obblighi in materia di trasparenza.»;

e) dopo il comma 4-bis è inserito il seguente:

«4-ter. L'ARERA provvede affinché siano esclusi i sussidi incrociati fra attività di trasporto, distribuzione, trasporto dell'idrogeno, stoccaggio di gas naturale e idrogeno, terminali di idrogeno e GNL e fornitura di gas naturale e idrogeno, fermo restando l'articolo 5, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2024/1789»;

f) al comma 5, le parole: «Autorità per l'energia elettrica e il gas può effettuare indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale» sono sostituite dalle seguenti: «ARERA può effettuare indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e dell'idrogeno».

Art. 37.

*Modifiche all'articolo 44 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 44 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, il comma 1 è sostituito dal seguente:

«1. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente decide sui reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio di gas naturale, di un sistema GNL o di distribuzione, nonché ai gestori degli impianti di stoccaggio e dei terminali dell'idrogeno e ai gestori delle reti dell'idrogeno, per quanto concerne gli obblighi a tali gestori imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale e dell'idrogeno. Se necessario, l'Autorità può chiedere ai gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, di stoccaggio del gas naturale, di GNL e di distribuzione, nonché ai gestori degli impianti di stoccaggio e dei terminali dell'idrogeno e ai gestori delle reti dell'idrogeno, di modificare le condizioni e le modalità, comprese le tariffe e le metodologie di calcolo, in modo che queste siano proporzionate e che siano applicate in modo non discriminatorio.».

Art. 38.

*Modifiche all'articolo 45 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 45, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, all'alinea, dopo la parola: «pecuniarie» sono inserite le seguenti: «alle imprese di gas naturale e di idrogeno» e dopo la parola: «previsti» sono inserite le seguenti: «dalla direttiva (UE) 2024/1788, dal regolamento (UE) 2024/1789 e».

Art. 39.

*Modifiche all'articolo 46 del decreto legislativo
1° giugno 2011, n. 93*

1. All'articolo 46 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, dopo le parole: «dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale» sono aggiunte le seguenti: «e dell'idrogeno»;

b) al comma 2, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «L'autorità che riceve le informazioni garantisce ad esse lo stesso grado di riservatezza prescritto dall'autorità che le comunica.»;



c) al comma 6, dopo la lettera c) è aggiunta la seguente:

«c-bis) assicurare l'osservanza della normativa da parte dei soggetti giuridici che espletano i compiti dei gestori di trasporto e dei gestori delle reti a livello transfrontaliero o regionale.»;

d) il comma 7-bis è sostituito dal seguente:

«7-bis. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente può consultare le pertinenti autorità dei paesi terzi, segnatamente quelle delle parti contraenti della Comunità dell'energia, dopo aver consultato le autorità di regolazione degli altri Stati membri interessati, e cooperare con esse relativamente all'esercizio dell'infrastruttura del gas e dell'idrogeno da e verso i paesi terzi al fine di garantire, per quanto concerne l'infrastruttura interessata, la coerente applicazione della direttiva (UE) 2024/1788, nel territorio e nelle acque territoriali italiane.».

Art. 40.

Modifiche all'articolo 46-quater del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93

1. All'articolo 46-quater del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 2, le parole: «direttiva 2009/73/CE, come modificata dalla direttiva 2019/692/UE» sono sostituite dalle seguenti: «direttiva (UE) 2024/1788» e le parole: «di cui all'articolo 49-ter, paragrafi da 3 a 10 della direttiva 2009/73/CE, come modificata dalla direttiva 2019/692/UE» sono sostituite dalle seguenti: «di cui all'articolo 89, paragrafi da 3 a 15, della direttiva (UE) 2024/1788»;

b) al comma 3, le parole: «di cui ai paragrafi 12 e 13 dell'articolo 49-ter della direttiva 2009/73/CE, come modificata dalla direttiva 2019/692/UE» sono sostituite dalle seguenti: «di cui all'articolo 89 della direttiva (UE) 2024/1788.».

Capo VI

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 3 MARZO 2011, N. 28

Art. 41.

Modifiche all'articolo 20 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28

1. All'articolo 20, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, dopo la lettera m) sono aggiunte le seguenti:

«m-bis) stabiliscono che i costi e gli oneri di connessione tengano conto del principio "l'efficienza energetica al primo posto" applicabile allo sviluppo della rete a norma dell'articolo 3 e dell'articolo 27, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2023/1791;

m-ter) stabiliscono che i costi e gli oneri di connessione siano pubblicati nell'ambito delle procedure per la connessione di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio al sistema di trasporto e distribuzione di cui agli articoli 41 e 45 della

direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, e a norma dell'articolo 20, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2018/2001;

m-quater) tengono conto dei principi di trasparenza e non discriminazione, della necessità di quadri finanziari stabili per gli investimenti esistenti, dello stato di avanzamento della diffusione del gas rinnovabile e del gas a basse emissioni di carbonio e dell'esistenza di meccanismi di sostegno alternativi per potenziare l'uso del gas rinnovabile o del gas a basse emissioni di carbonio, se del caso.».

Capo VII

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 4 LUGLIO 2014, N. 102

Art. 42.

Modifiche all'articolo 2 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102

1. All'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, la lettera pp) è sostituita dalla seguente:

«pp) sistema di misurazione intelligente: un sistema elettronico in grado di misurare il gas naturale o l'idrogeno immesso nella rete o il gas naturale o l'idrogeno consumato e il consumo di energia in generale fornendo maggiori informazioni rispetto ad un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica a fini d'informazione, sorveglianza e controllo;».

Capo VIII

DISPOSIZIONI FINALI

Art. 43.

Abrogazioni

1. All'articolo 30 della legge 23 luglio 2009, n. 99, i commi 5 e 8 sono abrogati.

Art. 44.

Clausola di invarianza finanziaria

1. Fatta eccezione per quanto previsto dall'articolo 34, comma 1, capoverso articolo 33-tercies bis, le amministrazioni pubbliche interessate provvedono all'attuazione del presente decreto con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.



Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. È fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 3 luglio 2026

MATTARELLA

MELONI, *Presidente del Consiglio dei ministri*

FOTI, *Ministro per gli affari europei, il PNRR e le politiche di coesione*

PICCHETTO FRATIN, *Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica*

TAJANI, *Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale*

LOLLOBRIGIDA, *Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste*

GIORGETTI, *Ministro dell'economia e delle finanze*

NORDIO, *Ministro della giustizia*

Visto, il Guardasigilli: NORDIO

ALLEGATO I

(articolo 7)

REQUISITI MINIMI DI FATTURAZIONE E RELATIVE INFORMAZIONI PER IL GAS NATURALE E L'IDROGENO

1. Informazioni minime che devono figurare sulla fattura e nelle informazioni di fatturazione per il gas naturale e l'idrogeno

1.1. Le seguenti informazioni chiave sono presentate in maniera evidente ai clienti finali sulle fatture, in una sezione chiaramente separata dalle altre parti della fattura:

a) il prezzo da pagare e, se possibile, le componenti del prezzo, con una chiara attestazione che tutte le fonti di energia possono anche beneficiare di incentivi non finanziati mediante i prelievi indicati nelle componenti del prezzo;

b) il termine entro il quale è dovuto il pagamento.

1.2. Le seguenti informazioni chiave sono presentate in maniera evidente ai clienti finali sulle fatture e nelle informazioni di fatturazione, in una sezione chiaramente separata dalle altre parti della fattura e delle informazioni di fatturazione:

a) il consumo di gas naturale e idrogeno nel periodo di fatturazione;

b) il nome e i recapiti del fornitore, compresi un numero telefonico di assistenza ai clienti finali e l'indirizzo email;

c) la denominazione dell'offerta;

d) l'eventuale data di scadenza del contratto;

e) le informazioni inerenti alla possibilità e al vantaggio di un passaggio ad altro fornitore;

f) il codice cliente finale per il cambio di fornitore oppure il codice unico di identificazione del punto di prelievo del cliente finale;

g) informazioni sui diritti del cliente finale per quanto concerne la risoluzione extragiudiziale delle controversie, inclusi i riferimenti del servizio per la risoluzione extragiudiziale delle controversie;

h) lo sportello per i servizi a tutela del consumatore;

i) esclusivamente per il gas naturale, un link o un riferimento a dove è possibile accedere al portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte vigenti sul mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas di cui all'articolo 1, comma 61, della legge 4 agosto 2017, n. 124.

1.3. Se le fatture sono basate sul consumo effettivo o su una lettura a distanza da parte dell'operatore, le fatture e i conguagli periodici mettono a disposizione dei clienti finali le seguenti informazioni, le accompagnano o rimandano a esse:

a) confronti, sotto forma di grafico, tra il consumo attuale di gas naturale e idrogeno del cliente finale e il consumo del cliente finale nello stesso periodo dell'anno precedente;

b) i recapiti, compresi i siti internet, delle organizzazioni di consumatori, delle agenzie per l'energia o di organismi analoghi da cui si possono ottenere informazioni sulle misure disponibili di miglioramento dell'efficienza energetica per le apparecchiature alimentate a energia;

c) confronti rispetto a un cliente finale medio o di riferimento della stessa categoria di utenza.

2. Frequenza di fatturazione e fornitura delle informazioni di fatturazione:

a) la fatturazione sulla base del consumo effettivo ha luogo almeno una volta l'anno;

b) se il cliente finale non dispone di un contatore che possa essere letto a distanza dal gestore o se il cliente finale ha deciso attivamente di disattivare la lettura a distanza conformemente alla disciplina vigente, gli sono fornite informazioni di fatturazione accurate e basate sul consumo effettivo a scadenza almeno semestrale, oppure trimestrale su richiesta o qualora il cliente finale abbia optato per la fatturazione elettronica;

c) se il cliente finale non dispone di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore o se il cliente finale ha deciso attivamente di disattivare la lettura a



distanza conformemente alla disciplina vigente, gli obblighi di cui alle lettere *a)* e *b)* possono essere soddisfatti con un sistema di autolettura periodica da parte dei clienti finali per mezzo del quale il cliente finale comunica i dati dei propri contatori al gestore; la fatturazione o le informazioni di fatturazione possono basarsi sul consumo stimato o su un importo forfettario unicamente qualora il cliente finale non abbia comunicato la lettura del contatore per un determinato periodo di fatturazione. Il consumo stimato si basa sul consumo effettuato nel corso dell'anno precedente dal cliente finale oppure sul consumo di un cliente finale comparabile;

d) se il cliente finale dispone di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore, informazioni di fatturazione accurate e basate sul consumo effettivo sono fornite almeno ogni mese; tali informazioni possono altresì essere rese disponibili via internet e sono aggiornate con la massima frequenza consentita dai dispositivi e dai sistemi di misurazione utilizzati.

3. Componenti del prezzo applicato al cliente finale

Il prezzo applicato al cliente finale è la somma delle tre componenti seguenti: la componente relativa all'energia e all'approvvigionamento, la componente relativa alla rete (di trasporto e distribuzione) e la componente che comprende imposte, tributi, canoni e oneri. Per le tre componenti del prezzo per il cliente finale presentate nelle fatture si usano in tutta l'Unione le definizioni comuni stabilite nel regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio.

4. Accesso alle informazioni complementari sui consumi storici

Le informazioni complementari relative ai consumi storici, nella misura in cui sono disponibili, siano comunicate, su richiesta del cliente finale, al fornitore o prestatore di servizi designato dal cliente finale. Il cliente finale dotato di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore deve accedere facilmente alle informazioni complementari sui consumi storici, in modo da poter controllare nel dettaglio i propri consumi. Le informazioni complementari sui consumi storici comprendono:

a) dati cumulativi relativi ad almeno i tre anni precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura di gas, se inferiore. I dati corrispondono agli intervalli per i quali sono state fornite frequenti informazioni di fatturazione; e

b) dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ogni mese e anno e, se disponibili, per ogni giorno e settimana, che sono resi disponibili al cliente finale senza indebito ritardo via internet o mediante l'interfaccia del contatore relativi al periodo che include almeno i 24 mesi precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura di gas, se inferiore.

5. Informativa sulle fonti di energia

I fornitori specificano nelle fatture la quota di gas rinnovabili e, separatamente, di gas a basse emissioni di carbonio acquistata dal cliente finale in base al contratto di fornitura di gas naturale e idrogeno (informativa sul prodotto). Per le miscele, il fornitore presenta le stesse informazioni separatamente per le diverse categorie di gas, tra cui gas rinnovabile o a basse emissioni di carbo-

nio. Le fatture e le informazioni di fatturazione mettono a disposizione dei clienti finali le seguenti informazioni, le accompagnano o rimandano a esse:

a) la quota di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio nel mix del fornitore durante l'anno precedente (a livello nazionale, vale a dire nello Stato membro in cui è stato concluso il contratto di fornitura di gas, nonché a livello del fornitore, se attivo in diversi Stati membri) in modo comprensibile e facilmente confrontabile;

b) le informazioni sull'impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di biossido di carbonio risultanti dal gas naturale o dall'idrogeno forniti dal fornitore nell'anno precedente.

Con riguardo al secondo comma, lettera *a)*, per il gas naturale e l'idrogeno ottenuti tramite una borsa del gas o importati da un'impresa situata al di fuori dell'Unione, è possibile utilizzare i dati aggregati forniti dalla borsa o dall'impresa in questione nell'anno precedente.

Ai fini dell'informativa sulla quota di gas rinnovabili acquistata dai clienti finali si utilizzano le garanzie di origine rilasciate a norma dell'articolo 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

Se un cliente consuma gas naturale o idrogeno provenienti da una rete dell'idrogeno o una rete del gas naturale, compresi combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica e biometano, come dimostrato nell'offerta commerciale del fornitore, le garanzie di origine annullate corrispondano alle pertinenti caratteristiche della rete.

ALLEGATO II

(articoli 8 e 9)

SISTEMI DI MISURAZIONE INTELLIGENTI PER IL GAS NATURALE E L'IDROGENO

1. L'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti avviene dopo una valutazione economica di tutti i costi e i benefici a lungo termine per il mercato e per il singolo consumatore, o di quale tipo di misurazione intelligente sia ragionevole dal punto di vista economico ed efficace in termini di costi e quale sia la tempistica fattibile per la relativa distribuzione.

2. Tale valutazione economica tiene conto dei piani di sviluppo della rete di cui all'articolo 55, in particolare al paragrafo 2, lettera *c)*, della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sulla dismissione delle reti.

3. La valutazione prende in considerazione la metodologia utilizzata per l'analisi dei costi e dei benefici e le funzionalità minime dei sistemi di misurazione intelligenti previste nella raccomandazione 2012/148/UE della Commissione, del 9 marzo 2012, nella misura in cui sono applicabili al gas naturale e all'idrogeno, nonché le migliori tecniche disponibili per assicurare il massimo livello di cibersicurezza e protezione dei dati. Al fine di contenere i costi, la valutazione tiene debitamente conto delle potenziali sinergie con l'infrastruttura di misurazione.



ne intelligente dell'energia elettrica già realizzata, o delle possibilità di introduzione selettiva nei casi in cui si possono ottenere rapidamente benefici netti.

NOTE

AVVERTENZA:

Il testo delle note qui pubblicato è stato redatto dall'amministrazione competente per materia, ai sensi dell'art. 10, comma 3, del testo unico delle disposizioni sulla promulgazione delle leggi, sull'emanazione dei decreti del Presidente della Repubblica e sulle pubblicazioni ufficiali della Repubblica italiana, approvato con D.P.R. 28 dicembre 1985, n. 1092, al solo fine di facilitare la lettura delle disposizioni di legge alle quali è operato il rinvio. Restano invariati il valore e l'efficacia degli atti legislativi qui trascritti.

Per le direttive CEE vengono forniti gli estremi di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea (GUUE).

Note alle premesse:

— L'art. 76 della Costituzione stabilisce che l'esercizio della funzione legislativa non può essere delegato al Governo se non con determinazione di principi e criteri direttivi e soltanto per tempo limitato e per oggetti definiti.

— L'art. 87, quinto comma, della Costituzione conferisce al Presidente della Repubblica il potere di promulgare le leggi ed emanare i decreti aventi valore di legge e i regolamenti.

— Si riporta l'articolo 14 della legge 23 agosto 1988, n. 400 (Disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri), pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 12 settembre 1988, n. 214, S.O.:

«Art. 14 (Decreti legislativi). — 1. I decreti legislativi adottati dal Governo ai sensi dell'art. 76 della Costituzione sono emanati dal Presidente della Repubblica con la denominazione di «decreto legislativo» e con l'indicazione, nel preambolo, della legge di delegazione, della deliberazione del Consiglio dei ministri e degli altri adempimenti del procedimento prescritti dalla legge di delegazione.

2. L'emanazione del decreto legislativo deve avvenire entro il termine fissato dalla legge di delegazione; il testo del decreto legislativo adottato dal Governo è trasmesso al Presidente della Repubblica, per la emanazione, almeno venti giorni prima della scadenza.

3. Se la delega legislativa si riferisce ad una pluralità di oggetti distinti suscettibili di separata disciplina, il Governo può esercitarla mediante più atti successivi per uno o più degli oggetti predetti. In relazione al termine finale stabilito dalla legge di delegazione, il Governo informa periodicamente le Camere sui criteri che segue nell'organizzazione dell'esercizio della delega.

4. In ogni caso, qualora il termine previsto per l'esercizio della delega ecceda i due anni, il Governo è tenuto a richiedere il parere delle Camere sugli schemi dei decreti delegati. Il parere è espresso dalle Commissioni permanenti delle due Camere competenti per materia entro sessanta giorni, indicando specificamente le eventuali disposizioni non ritenute corrispondenti alle direttive della legge di delegazione. Il Governo, nei trenta giorni successivi, esaminato il parere, ritrasmette, con le sue osservazioni e con eventuali modificazioni, i testi alle Commissioni per il parere definitivo che deve essere espresso entro trenta giorni.

— La legge 24 dicembre 2012, n. 234 (Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* del 4 gennaio 2013, n. 3.

— Si riporta l'articolo 1 l'Allegato A della legge 13 giugno 2025, n.91 (Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2024) pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* del 25 giugno 2025, n. 145:

«Art. 1 (Delega al Governo per l'attuazione e il recepimento degli atti normativi dell'Unione europea). — 1. Il Governo è delegato ad adottare, secondo i termini, le procedure, i principi e criteri direttivi di cui agli articoli 31 e 32 della legge 24 dicembre 2012, n. 234, non-

ché quelli specifici stabiliti dalla presente legge, i decreti legislativi per l'attuazione e il recepimento degli atti dell'Unione europea di cui agli articoli da 4 a 29 della presente legge e all'annesso allegato A.

2. Gli schemi dei decreti legislativi di cui al comma 1 sono trasmessi, dopo l'acquisizione degli altri pareri previsti dalla legge, alla Camera dei deputati e al Senato della Repubblica affinché su di essi sia espresso il parere dei competenti organi parlamentari.

3. Fermo restando quanto previsto agli articoli 4, comma 2, 5, comma 2, 6, comma 2, 7, comma 2, 8, comma 3, 9, comma 2, 10, comma 4, 11, comma 2, 12, comma 3, 13, comma 17, 14, comma 3, 15, comma 2, 16, comma 2, 18, comma 4, 19, comma 5, 20, comma 3, 21, comma 3, 22, comma 3, 23, comma 3, 24, comma 3, 26, comma 5, 27, comma 3, 28, comma 3, e 29, comma 4, eventuali spese non contemplate da leggi vigenti e che non riguardano l'attività ordinaria delle amministrazioni statali o regionali possono essere previste nei decreti legislativi di cui al comma 1 del presente articolo, nei soli limiti occorrenti per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'esercizio delle deleghe di cui al medesimo comma 1. Alla relativa copertura, nonché alla copertura delle minori entrate eventualmente derivanti dall'attuazione delle deleghe, laddove non sia possibile farvi fronte con i fondi già assegnati alle competenti amministrazioni, si provvede mediante riduzione del fondo per il recepimento della normativa europea, di cui all'articolo 41-bis della citata legge n. 234 del 2012. Qualora la dotazione del predetto fondo si rivelasse insufficiente, i decreti legislativi dai quali derivino nuovi o maggiori oneri sono emanati solo successivamente all'entrata in vigore dei provvedimenti legislativi che stanziavano le occorrenti risorse finanziarie, in conformità all'articolo 17, comma 2, della legge 31 dicembre 2009, n. 196.

«Allegato A (articolo 1, comma 1). — 1) Direttiva (UE) 2022/362 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 febbraio 2022, che modifica le direttive 1999/62/CE, 1999/37/CE e (UE) 2019/520 per quanto riguarda la tassazione a carico di veicoli per l'uso di alcune infrastrutture;

2) direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023, sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955;

3) direttiva (UE) 2023/2226 del Consiglio, del 17 ottobre 2023, recante modifica della direttiva 2011/16/UE, relativa alla cooperazione amministrativa nel settore fiscale;

4) direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio;

5) direttiva (UE) 2023/2668 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 novembre 2023, che modifica la direttiva 2009/148/CE sulla protezione dei lavoratori contro i rischi connessi con un'esposizione all'amianto durante il lavoro;

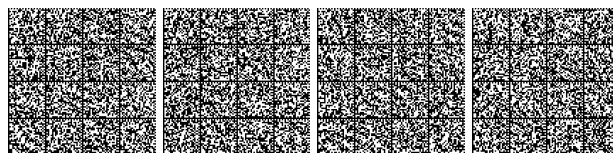
6) direttiva (UE) 2024/505 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 7 febbraio 2024, che modifica la direttiva 2005/36/CE per quanto riguarda il riconoscimento delle qualifiche professionali degli infermieri responsabili dell'assistenza generale che hanno completato la formazione in Romania;

7) direttiva delegata (UE) 2024/782 della Commissione, del 4 marzo 2024, che modifica la direttiva 2005/36/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i requisiti minimi di formazione per le professioni di infermiere responsabile dell'assistenza generale, dentista e farmacista;

8) direttiva (UE) 2024/825 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 febbraio 2024, che modifica le direttive 2005/29/CE e 2011/83/UE per quanto riguarda la responsabilizzazione dei consumatori per la transizione verde mediante il miglioramento della tutela dalle pratiche sleali e dell'informazione;

9) direttiva delegata (UE) 2024/846 della Commissione, del 14 marzo 2024, recante modifica della direttiva 2006/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulle norme minime per l'applicazione dei regolamenti (CE) n. 561/2006 e (UE) n. 165/2014 e della direttiva 2002/15/CE relativi a disposizioni in materia sociale nel settore dei trasporti su strada;

10) direttiva (UE) 2024/1233 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 aprile 2024, relativa a una procedura unica di domanda per il rilascio di un permesso unico che consente ai cittadini di paesi terzi di soggiornare e lavorare nel territorio di uno Stato membro e a un insieme comune di diritti per i lavoratori di paesi terzi che soggiornano regolarmente in uno Stato membro;



11) direttiva (UE) 2024/1260 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 aprile 2024, riguardante il recupero e la confisca dei beni;

12) direttiva delegata (UE) 2024/1262 della Commissione, del 13 marzo 2024, che modifica la direttiva 2010/63/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i requisiti per gli stabilimenti e per la cura e la sistemazione degli animali e per quanto riguarda i metodi di soppressione degli animali;

13) direttiva (UE) 2024/1265 del Consiglio, del 29 aprile 2024, recante modifica della direttiva 2011/85/UE relativa ai requisiti per i quadri di bilancio degli Stati membri;

14) direttiva (UE) 2024/1385 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 maggio 2024, sulla lotta alla violenza contro le donne e alla violenza domestica;

15) direttiva (UE) 2024/1438 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 maggio 2024, che modifica la direttiva 2001/110/CE del Consiglio concernente il miele, la direttiva 2001/112/CE del Consiglio concernente i succhi di frutta e altri prodotti analoghi destinati all'alimentazione umana, la direttiva 2001/113/CE del Consiglio relativa alle confetture, gelatine e marmellate di frutta e alla crema di marroni destinate all'alimentazione umana e la direttiva 2001/114/CE del Consiglio relativa a taluni tipi di latte conservato parzialmente o totalmente disidratato destinato all'alimentazione umana;

16) direttiva (UE) 2024/1499 del Consiglio, del 7 maggio 2024, sulle norme riguardanti gli organismi per la parità in materia di parità di trattamento tra le persone indipendentemente dalla razza o dall'origine etnica, tra le persone in materia di occupazione e impiego indipendentemente dalla religione o dalle convinzioni personali, dalla disabilità, dall'età o dall'orientamento sessuale e tra le donne e gli uomini in materia di sicurezza sociale e per quanto riguarda l'accesso a beni e servizi e la loro fornitura, e che modifica le direttive 2000/43/CE e 2004/113/CE;

17) direttiva (UE) 2024/1500 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 maggio 2024, sulle norme riguardanti gli organismi per la parità nel settore della parità di trattamento e delle pari opportunità tra donne e uomini in materia di occupazione e impiego, e che modifica le direttive 2006/54/CE e 2010/41/UE;

18) direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione;

19) direttiva (UE) 2024/1712 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica la direttiva 2011/36/UE concernente la prevenzione e la repressione della tratta di esseri umani e la protezione delle vittime;

20) direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE;

21) direttiva (UE) 2024/3017 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024, che modifica la direttiva 2009/18/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che stabilisce i principi fondamentali in materia di inchieste sugli incidenti nel settore del trasporto marittimo e che abroga il regolamento (UE) n. 1286/2011 della Commissione.

— La direttiva 2024/1788/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, (relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE) è pubblicata nella G.U.U.E. 15 luglio 2024, Serie L.

— La direttiva 2008/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008, (concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica) è pubblicata nella G.U.U.E. 7 novembre 2008, n. L 298.

— Il regolamento 401/2009/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, (sull'Agenzia europea dell'ambiente e la rete europea d'informazione e di osservazione in materia ambientale) è pubblicato nella G.U.U.E. 21° maggio 2009, n. L 126.

— La direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, (relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE) è pubblicata nella G.U.U.E. 14 agosto 2009, n. L 211.

— La direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, (relativa ai bilanci d'esercizio, ai bilanci consolidati e alle relative relazioni di talune tipologie di imprese, re-

cante modifica della direttiva 2006/43/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e abrogazione delle direttive 78/660/CEE e 83/349/CEE del Consiglio) è pubblicata nella G.U.U.E. 29 giugno 2013, n. L 182.

— Il regolamento 2015/703/UE della Commissione, del 30 aprile 2015, (che istituisce un codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati) è pubblicato nella G.U.U.E. 1° maggio 2015, n. L 113.

— La direttiva 2015/1535/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 settembre 2015, (che prevede una procedura d'informazione nel settore delle regolamentazioni tecniche e delle regole relative ai servizi della società dell'informazione) è pubblicata nella G.U.U.E. 17 settembre 2015, n. L 241.

— Il regolamento 2016/1952/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 ottobre 2016, (relativo alle statistiche europee sui prezzi di gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE) è pubblicato nella G.U.U.E. 17 novembre 2016, n. L 311.

— Il regolamento 2017/1938/UE del Parlamento europeo, del 25 ottobre 2017, (concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010) è pubblicato nella G.U.U.E. 28 ottobre 2017, n. L 280.

— Il regolamento 2018/1999/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, (sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica i regolamenti (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio) è pubblicato nella G.U.U.E. 21 dicembre 2018, n. L 328.

— La direttiva 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, (sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili) è pubblicata nella G.U.C.E. 21 dicembre 2018, n. L 328.

— La direttiva 2018/2002/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, (che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica) è pubblicata nella G.U.C.E. del 21 dicembre 2018, Serie L.

— Il regolamento 2019/942/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, (che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) è pubblicato nella G.U.C.E. del 14 giugno 2019, Serie L.

— Il regolamento 2019/943/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, (sul mercato interno dell'energia elettrica) è pubblicato nella G.U.C.E. del 14 giugno 2019, Serie L.

— La direttiva 2019/944/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, (relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE) è pubblicata nella G.U.C.E. del 14 giugno 2019, Serie L.

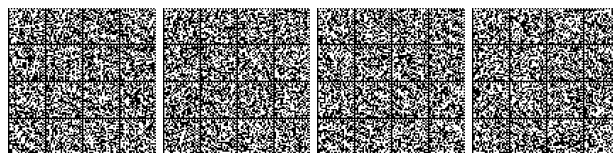
— Il regolamento 2021/1119/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, (che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento CE n. 401/2009 e il regolamento UE n. 2018/1999 – Normativa europea sul clima) è pubblicato nella G.U.U.E. 9 luglio 2021, n. L 243.

— Il regolamento 2022/869/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022, (sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e le direttive 2009/73/CE e (UE) 2019/944, e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013) è pubblicato nella G.U.U.E. 3 giugno 2022, n. L 152.

— La direttiva 2023/1791/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023, (sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955) è pubblicata nella G.U.U.E. 3 giugno 2022, n. L 152.

— Il regolamento 2024/1789/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, (sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 e (UE) 2022/869 e la decisione (UE) 2017/684 e che abroga il regolamento (CE) n. 715/2009) è pubblicato nella G.U.U.E. 15 luglio 2024, Serie L.

— La legge 4 novembre 1995, n. 481 (Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità) è pubblicata nella Gazz. Uff. 18 novembre 1995, n. 270, S.O..



— La legge 15 marzo 1997, n. 59 (Delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alle regioni ed enti locali, per la riforma della pubblica amministrazione e per la semplificazione amministrativa) è pubblicata nella Gazz. Uff. 17 marzo 1997, n. 63, S.O..

— Il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59) è pubblicato nella Gazz. Uff. 21 aprile 1998, n. 92, S.O..

— Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della L. 17 maggio 1999, n. 144) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 20 giugno 2000, n. 142.

— La legge 23 agosto 2004, n. 239 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) è pubblicata nella Gazz. Uff. 13 settembre 2004, n. 215, S.O..

— Il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73 (Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 giugno 2007, n. 139.

— La legge 23 luglio 2009, n. 99 (Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia) è pubblicata nella Gazz. Uff. 31 luglio 2009, n. 176, S.O.

— Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 marzo 2011, n. 71.

— Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE), è pubblicato nella Gazz. Uff. 28 giugno 2011, n. 148, S.O.

— Il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 90 (Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli uffici giudiziari) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 24 giugno 2014, n. 144.

— Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (Attuazione della direttiva 2012/27/UE 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) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 luglio 2014, n. 165.

— La legge 4 agosto 2017, n. 124 (recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 14 agosto 2017, n. 189.

— Il decreto legislativo 14 luglio 2020, n. 73 (Attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica) è pubblicato nella Gazz. Uff. 14 luglio 2020, n. 175.

— Il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, come modificata dalla direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio) è pubblicato nella Gazz. Uff. 30 novembre 2021 n.285, S.O.

— Il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE) è pubblicato nella Gazz. Uff. 11 dicembre 2021, n. 294.

— La legge 30 dicembre 2024, n. 207 (Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2025 e bilancio pluriennale per il triennio 2025-2027) è pubblicata nella Gazz. Uff. 31 dicembre 2024, n. 305, S.O.

— Il decreto legislativo 7 gennaio 2026, n. 3 (Attuazione della direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE)

2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione) è pubblicato nella Gazz. Uff. 9 gennaio 2026, n. 6.

Note all'art. 1:

— Per i riferimenti del regolamento (UE) 2024/1789 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti della direttiva (UE) 2024/1788 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti del regolamento (UE) 2018/1999 si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 2:

— Si riportano gli articoli 42, 42-bis e 43, del citato decreto legislativo n. 199, del 2021:

«Art. 42 (*Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa*). — 1. Al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e del soddisfacimento degli obblighi di cui all'articolo 39, nonché per beneficiare di regimi sostegno, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa, indipendentemente dall'origine geografica della biomassa, sono presi in considerazione solo se rispettano:

a) i criteri di sostenibilità di cui ai commi da 6 a 11;

b) i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al comma 12;

c) i criteri di efficienza energetica di cui ai commi 14 e 15.

2. I criteri di cui al comma 1, lettere a), b), c) non si applicano con riferimento ad impianti di produzione di energia elettrica, di riscaldamento e di raffrescamento o di carburanti:

a) di potenza termica nominale totale inferiore a 7,5 MW che impiegano combustibili solidi da biomassa;

b) di potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW che impiegano combustibili gassosi da biomassa;

b-bis) nel caso di impianti che producono combustibili gassosi da biomassa con la seguente portata media di biometano:

1) inferiore o uguale a 200 metri cubi di metano equivalente/h misurate in condizioni standard di temperatura e pressione, ossia zero gradi centigradi e pressione atmosferica di 1 bar;

2) se il biogas è composto da una miscela di metano e di altro gas non combustibile, per la portata di metano, la soglia di cui al numero 1) ricalcolata in proporzione alla percentuale volumetrica di metano nella miscela.

3. In ogni caso, l'accesso a nuovi regimi di sostegno da parte degli impianti di cui al comma 2, è condizionato al rispetto di criteri tecnici che assicurano una riduzione delle emissioni comparabile a quella prevista dal comma 12. Tali criteri sono stabiliti dai decreti istitutivi dei meccanismi di incentivazione. Ai fini dell'accesso ai regimi di sostegno, gli impianti di digestione anaerobica compresi tra quelli di cui al comma 2 garantiscono la copertura delle vasche di digestato con sistemi di captazione e recupero di gas.

4. I criteri di cui al comma 1, lettere a) e c) non si applicano con riferimento a:

a) biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura;

b) rifiuti e residui che sono stati trasformati in un prodotto prima di essere trattati per ottenere biocarburante, bioliquido o combustibile da biomassa.

5. I criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui alla lettera b) del comma 1 non si applicano con riferimento all'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento prodotti a partire da rifiuti solidi urbani.

6. Nel caso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui provenienti da terreni agricoli, gli operatori economici che li producono dispongono di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo, redatti in base a linee guida adottate con decreto non regolamentare del Ministero della transizione ecologica entro novanta giorni dalla data di pubblicazione del presente decreto, su proposta dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (di seguito: ISPRA). Le informazioni relative al rispetto di tali piani di monitorag-



gio e di gestione, anche concernenti il mantenimento del contenuto del carbonio nei suoli, sono comunicate a ISPRA, ai fini dello svolgimento delle proprie attività di controllo.

7. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008, ovvero successivamente, si trovavano in una delle situazioni di seguito indicate, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato dette situazioni:

a) foreste primarie e altri terreni boschivi, vale a dire foreste e altri terreni boschivi di specie native, ove non vi sia alcun segno chiaramente visibile di attività umana e nei quali i processi ecologici non siano stati perturbati in modo significativo, boschi vetusti ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera s-bis), del testo unico in materia di foreste e filiere forestali, di cui al decreto legislativo 3 aprile 2018, n. 34, nonché foreste antiche quali definite nel Paese in cui è situata la foresta;

b) foreste a elevata biodiversità e altri terreni boschivi ricchi di specie e non degradati o la cui elevata biodiversità sia stata riconosciuta dall'autorità competente del Paese in cui le materie prime sono state coltivate, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con quelle finalità di protezione della natura;

c) aree designate, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime e le normali attività di gestione non hanno interferito con la finalità di protezione della natura:

1) per scopi di protezione della natura a norma delle leggi o dall'autorità competente del Paese in cui le materie prime sono state coltivate; nel caso di materie prime coltivate in Italia, si tratta delle aree protette individuate ai sensi della legge 6 dicembre 1991, n. 394, delle aree marine protette di cui alla legge del 31 dicembre 1982, n. 979, e dei siti della rete Natura 2000, di cui al decreto del Presidente della Repubblica dell'8 settembre 1997, n. 357;

2) per la protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione riconosciuti da accordi internazionali o inclusi in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura, previo il loro riconoscimento da parte della Commissione europea;

d) terreni erbosi naturali ad elevata biodiversità aventi un'estensione superiore a un ettaro, ossia:

1) terreni erbosi che rimarrebbero tali in assenza di interventi umani e che mantengono la composizione naturale delle specie nonché le caratteristiche e i processi ecologici; o

2) terreni erbosi non naturali, ossia terreni erbosi che cesserebbero di essere tali in assenza di interventi umani e che sono ricchi di specie e non degradati e la cui elevata biodiversità è stata riconosciuta dall'autorità competente del paese in cui la materia prima è stata coltivata a meno che non sia dimostrato che il raccolto delle materie prime è necessario per preservarne lo status di terreni erbosi ad elevata biodiversità;

d-bis) brughiera.

7-bis. Le lettere a), b), d) e d-bis) del comma 7 si applicano anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).

8. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano elevate scorte di carbonio, ossia terreni che nel gennaio 2008 possedevano uno degli status seguenti, nel frattempo persi:

a) zone umide, ossia terreni coperti o saturi di acqua in modo permanente o per una parte significativa dell'anno;

b) zone boschive continue, ossia terreni aventi un'estensione superiore ad un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta superiore al 30 per cento o di alberi che possono raggiungere tali soglie in situ;

c) terreni aventi un'estensione superiore a un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta compresa tra il 10 per cento e il 30 per cento o di alberi che possono raggiungere queste soglie in situ, a meno che non siano fornite prove del fatto che le scorte stock di carbonio della superficie in questione prima e dopo la conversione sono tali che, quando è applicata la metodologia di cui all'Allegato VI, parte C, sono soddisfatte le condizioni di cui al comma 12.

8-bis. La lettera a) del comma 8 si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).

9. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che erano torbiere nel gennaio 2008, a meno che non siano fornite prove del fatto che la coltivazione e la raccolta di tali materie prime non comportano drenaggio di terreno precedentemente non drenato. Il primo periodo si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).

10. In conformità con quanto disposto dal regolamento di esecuzione (UE) 2022/2448 della Commissione, del 13 dicembre 2022 i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale devono soddisfare i seguenti criteri, per ridurre al minimo il rischio di utilizzare biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile:

a) il Paese in cui è stata raccolta la biomassa forestale ha introdotto e attua leggi nazionali o locali applicabili nell'ambito della raccolta, ovvero sistemi di monitoraggio e di applicazione che garantiscono:

1) la legalità delle operazioni di raccolta;

2) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;

3) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente, per scopi di protezione della natura, comprese le zone umide e le torbiere, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat;

4) la realizzazione della raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado dei boschi vetusti ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera s-bis), del testo unico di cui al decreto legislativo 3 aprile 2018, n. 34, nonché delle foreste primarie e antiche quali definite nel Paese in cui è situata la foresta o la loro conversione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili;

4-bis) la realizzazione della raccolta sia effettuata in conformità alle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti dalla legislazione vigente, ovvero da quella del Paese in cui è situata la foresta, nonché alle soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e la raccolta sia effettuata in conformità all'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzino qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat;

5) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste;

5-bis) che le foreste in cui è raccolta la biomassa forestale non provengano da terreni che presentano gli status di cui rispettivamente al comma 7, lettere a), b), d) ed e), al comma 8, lettera a), e al comma 9, alle stesse condizioni di determinazione dello status dei terreni di cui ai suddetti commi;

5-ter) che gli impianti che producono biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa forestale rilascino una dichiarazione di affidabilità, corroborata da processi interni a livello dell'impresa, ai fini degli audit effettuati a norma dell'articolo 43, commi 1 e 2, comprovante che la biomassa forestale non proviene dai terreni di cui al numero 6) del presente comma.

b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a), sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale che garantiscono:

1) la legalità delle operazioni di raccolta;

2) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;

3) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente, per scopi di protezione della natura, comprese le zone umide, i terreni erbosi, le brughiere e le torbiere, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat, a meno che non sia dimostrato che la raccolta di tali materie prime non ha interferito con detti scopi di protezione della natura;



4) che la raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado delle foreste primarie e antiche quali definite nel paese in cui è situata la foresta o la loro conversione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili; che la raccolta sia effettuata in conformità delle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti nel paese in cui è situata la foresta e a soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e che la raccolta sia effettuata in conformità dell'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzino qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat;

5) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste.

11. A decorrere dall'adozione di appositi atti di esecuzione della Commissione europea, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale devono rispettare i seguenti criteri relativi alla destinazione dei suoli, al cambiamento della destinazione dei suoli e alla silvicoltura (land-use, land-use change and forestry - LULUCF):

a) il paese o l'organizzazione regionale di integrazione economica in cui ha avuto origine la biomassa forestale è parte dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015 e

1) ha presentato, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, un contributo determinato a livello nazionale (*nationally determined contribution* -NDC), relativo alle emissioni e agli assorbimenti risultanti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dall'uso del suolo, che garantisce che le variazioni di scorte di carbonio associate alla raccolta della biomassa sono contabilizzate in vista dell'impegno del paese di ridurre o limitare le emissioni di gas serra, come specificato nell'NDC; oppure

2) dispone di leggi nazionali o subnazionali, in conformità dell'articolo 5 dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015, applicabili alla zona di raccolta, per conservare e migliorare le scorte e i pozzi di assorbimento di carbonio, che forniscono le prove che le emissioni registrate relativamente al settore LULUCF non superano gli assorbimenti;

b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) devono essere in vigore sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale per garantire che i livelli di scorte e di pozzi di assorbimento di carbonio nella foresta siano mantenuti o rafforzati a lungo termine.

12. L'uso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa assicura una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, calcolata in conformità all'articolo 44, pari almeno:

a) al 50 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in esercizio al 5 ottobre 2015 o prima di tale data;

b) al 60 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati in esercizio dal 6 ottobre 2015 al 31 dicembre 2020;

c) al 65 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021;

d) all'80 per cento per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffreddamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in esercizio dopo il 20 novembre 2023;

d-bis) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento da combustibili da biomassa, escluso il biometano, usati negli impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023:

1) al 70 per cento fino al 31 dicembre 2029;

2) all'80 per cento a decorrere dal 1° gennaio 2030;

d-ter) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento da combustibili gassosi da biomassa, escluso il biometano, usati negli impianti con una potenza termica nominale totale pari o inferiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023:

1) al 70 per cento prima che gli impianti siano stati operativi per quindici anni;

2) almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni;

d-quater) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento da combustibili da biomassa, escluso il biometano, usati in impianti con una potenza termica nominale totale, pari o superiore, a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni, non prima del 1° gennaio 2026 e non oltre il 31 dicembre 2029;

d-quinquies) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento da combustibili gassosi da biomassa, escluso il biometano, usati in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni e non prima del 1° gennaio 2026;

d-sexies) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento da biometano immesso in rete almeno all'80 per cento.

12-bis. I requisiti di cui al comma 12, fatto salvo quanto previsto al comma 16, si applicano a decorrere da sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione per l'energia elettrica e il calore prodotti da biogas e da biomasse solide.

13. Ai fini di cui al comma 12 del presente articolo, un impianto è considerato in esercizio quando sono state avviate la produzione fisica dei biocarburanti, del biometano ovvero dei biogas consumati nel settore del trasporto e dei bioliquidi e la produzione fisica del riscaldamento e del raffreddamento e dell'energia elettrica da combustibili da biomassa.

14. Gli impianti di produzione di energia elettrica da combustibili da biomassa che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 concorrono al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, solo se rispettano i seguenti requisiti, la soddisfazione dei quali non costituisce condizione per accedere a eventuali regimi di sostegno approvati entro il 25 dicembre 2021:

a) l'energia elettrica è prodotta in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 50 MW;

b) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale da 50 a 100 MW che applicano una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento, oppure è prodotta da impianti per la produzione di sola energia elettrica che sono conformi ai livelli netti di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) così come definiti nella decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione;

c) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 100 MW applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento o da impianti che producono solo energia elettrica e che raggiungono un'efficienza energetica netta almeno pari al 36%;

d) l'energia elettrica è prodotta applicando la cattura e lo stoccaggio del CO₂ da biomassa.

15. Fermo restando quanto previsto al comma 14, gli impianti per la produzione di sola energia elettrica che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 sono presi in considerazione ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 solo se dalla valutazione effettuata ai sensi dell'articolo 10, comma 7, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, emerge che non utilizzano combustibili fossili quale combustibile principale e non vi è un potenziale economicamente vantaggioso nell'applicare la tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento.

16. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, sono definiti sistemi di certificazione semplificati per gli impianti per produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento con potenza termica nominale totale compresa tra 7,5 e 20 MW. Con i medesimi decreti di cui al primo periodo si provvede altresì all'istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità, anche al fine di tenere conto dell'evoluzione della normativa comunitaria in materia. Nelle more dell'adozione dei decreti di cui al primo periodo, e comunque non oltre il 30 giugno 2027, l'energia elettrica e il calore prodotti da combustibili solidi da biomassa, in impianti di potenza compresa tra 7,5 e 20 MW, rilevano ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e del soddisfacimento degli obblighi di cui all'articolo 39 e sono ammessi ai regimi di sostegno, senza la verifica del rispetto dei requisiti di cui ai commi da 5 a 12 del presente articolo.



17. Le disposizioni del presente articolo, laddove applicabili, derogano alle previsioni di cui agli articoli 7-ter e 7-quinquies del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66.225

18. L'articolo 38 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è abrogato dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

18-bis. Con riferimento alla produzione di energia elettrica e calore da biomasse solide e gassose, le disposizioni di cui all'articolo 43, comma 1, si applicano secondo quanto previsto dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 novembre 2019, fermo restando quanto previsto dal comma 16 del presente articolo in ordine al suo aggiornamento.

18-ter. Fino al 31 dicembre 2030, l'energia prodotta da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa può essere presa in considerazione ai fini di cui al comma 1 se ricorrono le seguenti condizioni:

a) il sostegno è stato concesso prima del 20 novembre 2023 in conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29 della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 nella sua versione in vigore il 29 settembre 2020;

b) il sostegno è stato concesso sotto forma di sostegno a lungo termine per il quale è stato stabilito un importo fisso all'inizio del periodo di sostegno e a condizione che sia in vigore un meccanismo di correzione per garantire l'assenza di sovracompensazione.»

«Art. 42-bis (Criteri di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra per i combustibili rinnovabili di origine non biologica e per i carburanti da carbonio riciclato). — 1. L'energia da combustibili rinnovabili di origine non biologica è conteggiata ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e del soddisfacimento degli obblighi di cui all'articolo 39, a condizione che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali combustibili sia pari ad almeno il 70 per cento del combustibile fossile di riferimento.

2. L'energia da carburanti derivanti da carbonio riciclato può essere contabilizzata ai fini degli obblighi di cui all'articolo 39, a condizione che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali carburanti sia pari ad almeno il 70 per cento del carburante fossile di riferimento.

3. I commi 1 e 2 si applicano a prescindere dal fatto che i combustibili rinnovabili di origine non biologica e i carburanti da carbonio riciclato siano stati prodotti o importati nell'Unione.»

«Art. 43 (Verifica della conformità con i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra). — 1. Per garantire il rispetto di quanto previsto agli articoli 3, 39 e 42, è certificata ogni partita di biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa, combustibili rinnovabili di origine non biologica, carburanti da carbonio riciclato. A tal fine, tutti gli operatori economici appartenenti alla filiera di produzione aderiscono al Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità ovvero a un sistema volontario di certificazione, che dimostri che sono stati rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, conformemente all'atto di esecuzione adottato a norma dell'articolo 30, paragrafo 8, della direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023.

2. Il Sistema di certificazione della sostenibilità garantisce:

a) che tutti gli operatori economici appartenenti alla filiera di produzione forniscano le informazioni che concorrono alla dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità e del criterio delle riduzioni delle emissioni;

b) un livello adeguato di verifica indipendente da parte terza delle informazioni presentate per:

1) accertare che i sistemi utilizzati dagli operatori economici siano precisi, affidabili e a prova di frode, valutando anche la frequenza e il metodo di campionamento usati e la solidità dei dati;

2) verificare che i materiali non siano stati intenzionalmente modificati o scartati in modo che la partita o parte di essa potesse diventare un rifiuto o residuo.

3. Nel caso delle biomasse forestali, relativamente alla dimostrazione di quanto richiesto all'articolo 42, commi 9, lettera a), e 10, lettera a), il livello di verifica indipendente da parte terza deve essere garantito a partire dal primo punto di raccolta delle stesse.

4. Al fine di dimostrare che i criteri di cui al comma 1 lettere a) e b) dell'articolo 42 e di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 42-bis siano mantenuti lungo tutta la catena di consegna dei combustibili di cui al comma 1, dalla materia prima al prodotto finito, gli operatori economici e i fornitori utilizzano un sistema di equilibrio di massa che:

a) consenta che partite di materie prime, di prodotti intermedi, di prodotti finiti con caratteristiche diverse in termini di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra siano mescolate, all'interno di un unico luogo geografico precisamente delimitato, come un serbatoio, un'infrastruttura, un sito di trasmissione e distribuzione o un impianto logistico o di trattamento, la cui responsabilità o gestione sia riferibile ad un unico soggetto; nel caso in cui non si verifichi la miscelazione fisica tra due o più partite, la miscelazione è comunque ammissibile purché le partite in questione siano miscelabili da un punto di vista chimico-fisico;

b) imponga che le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità, sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e sul volume delle partite di cui alla lettera a) restino associate alla miscela;

c) preveda che la somma di tutte le partite prelevate dalla miscela sia descritta come avente le stesse caratteristiche di sostenibilità, nelle stesse quantità, della somma di tutte le partite aggiunte alla miscela in un arco di tempo predefinito;

d) includa informazioni in merito al tipo di sostegno eventualmente erogato per la produzione della partita;

e) consenta che partite di materie prime aventi un diverso contenuto energetico siano mescolate a fini di ulteriore trattamento, a condizione che il volume delle partite sia adeguato in base al loro contenuto energetico.

5. Se una partita è trasformata, le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra della partita sono adeguate e riferite al prodotto finale conformemente alle regole seguenti:

a) quando dal trattamento di una partita di materie prime si ottiene un unico prodotto destinato alla produzione dei combustibili di cui al comma 1, il volume della partita e le relative quantità in termini di sostenibilità e di riduzione di emissioni di gas a effetto serra sono adeguati applicando un fattore di conversione pari al rapporto tra la massa del prodotto destinato a tale produzione e la massa delle materie prime che entrano nel processo;

b) quando dal trattamento di una partita di materie prime si ottengono più prodotti destinati alla produzione dei combustibili di cui al comma 1, per ciascun prodotto è applicato un distinto fattore di conversione e utilizzato un distinto bilancio di massa.

6. Il Ministero della transizione ecologica, anche avvalendosi del Comitato di cui all'articolo 39, comma 11, controlla il funzionamento degli organismi di certificazione che effettuano verifiche indipendenti nell'ambito di un sistema volontario. Gli organismi di certificazione trasmettono, su richiesta del Ministero della transizione ecologica, tutte le informazioni pertinenti necessarie per controllare il funzionamento, compresa la data esatta, l'ora e il luogo dei controlli. Qualora siano accertati casi di mancata conformità, il Ministero della transizione ecologica informa senza ritardo il sistema volontario.

7. Ai fini del riconoscimento delle maggiorazioni del contributo energetico previste all'articolo 39, comma 6, gli operatori economici forniscono le informazioni che concorrono alla dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità e di risparmio delle emissioni di gas a effetto serra, rispettando i seguenti criteri:

a) aderiscono al Sistema nazionale di certificazione di cui al comma 1;

b) nel processo di produzione del biocarburante che matura il riconoscimento alla maggiorazione, le materie prime e il biocarburante al termine del processo produttivo devono essere effettivamente impiegati come carburanti;

c) non è ammessa la miscelazione tra materie prime finalizzate alla produzione di biocarburanti che possono beneficiare della maggiorazione con materie prime finalizzate alla produzione di biocarburanti che non possono beneficiare di tale maggiorazione in tutte le fasi della filiera di produzione di biocarburanti precedenti al perimetro individuato dal processo di trasformazione finale di tali materie in biocarburanti.

8. Le informazioni sull'origine geografica e sul tipo di materie prime dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa per fornitore di combustibile sono messe a disposizione dei consumatori in forma facilmente accessibile e di agevole consultazione sui siti internet sia dei fornitori sia del GSE, nonché aggiornate su base annuale.



Il GSE elabora le informazioni di cui al primo periodo e le trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ai fini del successivo inoltro alla Commissione europea.

9. Le certificazioni di cui al comma 1 primo periodo, rilasciate prima della data di entrata in vigore del presente decreto, restano valide purché le partite a cui si riferiscono vengano immesse in consumo o utilizzate entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Le certificazioni di cui al comma 1 primo periodo, rilasciate prima dell'entrata in vigore del presente decreto e successivamente all'entrata in vigore della direttiva (UE) 2001/2018 che utilizzano i parametri ivi contemplati, restano valide senza la predetta limitazione temporale.

10. L'articolo 39 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

10-bis. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa certificati secondo il sistema nazionale della certificazione di sostenibilità nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione inquinanti (ETS 1 e 2) hanno un fattore di emissione pari a zero. Ulteriori sistemi nazionali della certificazione di sostenibilità di altri Stati membri per i quali è in vigore un accordo di mutuo riconoscimento tra i relativi sistemi nazionali nonché i sistemi volontari riconosciuti dalla Commissione Europea sono altresì ritenuti validi per dimostrare il rispetto della sostenibilità di cui al presente articolo, ai fini di cui al primo periodo e di cui al regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023 e al regolamento (UE) 2023/1805 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023. Nel caso di avvalimento di incentivi o maggiorazioni è necessario che i biocarburanti ottenuti a partire dalle materie prime di cui all'allegato VIII, debbano essere prodotti in impianti situati all'interno del territorio dell'Unione europea. A tal fine nel certificato di sostenibilità o in allegato ad esso deve essere riportato il luogo di produzione e tale informazione deve essere sottoposta a controllo da parte dei medesimi organismi di certificazione operanti con lo schema volontario responsabile della certificazione delle partite. Inoltre, i biocarburanti usati nel settore marittimo devono rispettare le medesime specifiche tecniche previste nel caso di immissione nel settore dei trasporti stradali e tale informazione è sottoposta al medesimo controllo. Il fornitore di biocarburante operante sotto il controllo dello schema nazionale di sostenibilità, in caso di necessità di trattenimento del certificato di sostenibilità, ha facoltà di produrre un certificato sostitutivo di conformità alla sostenibilità per la catena di fornitura dei biocarburanti fino alla piena operatività della Banca dati unificata di cui all'articolo 47-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.236

10-ter. Fermi restando gli obblighi derivanti dal sistema EU ETS di cui alla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 e nel rispetto della normativa dell'Unione europea in materia di monitoraggio e rendicontazione delle emissioni, per i combustibili da biomassa derivanti da rifiuti nonché per il combustibile solido secondario che abbia cessato la qualifica di rifiuto ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 febbraio 2013, n. 22, utilizzati nei forni per la produzione del clinker esclusivamente quale apporto termico al relativo processo produttivo e non destinati alla produzione di energia elettrica o termica da immettere in rete, non si applica l'obbligo di dimostrare il risparmio di emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 42, comma 12, né la relativa verifica ai fini dell'articolo 43.»

— Per i riferimenti della direttiva (UE) 2024/1788 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti della direttiva (UE) 2018/2001 si veda nelle note alle premesse.

— Il regolamento delegato 2025/2359/UE della Commissione, dell'8 luglio 2025, (che integra la direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra da combustibili a basse emissioni di carbonio) è pubblicato nella G.U.U.E. 21 novembre 2025, Serie L.

— Il regolamento delegato 2023/1185/UE della Commissione, del 10 febbraio 2023, (che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo la soglia minima di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti derivanti da carbonio riciclato e precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra da carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e da carburanti derivanti da carbonio riciclato) è pubblicato nella G.U.U.E. 20 giugno 2023, n. L 157.

— Si riporta il testo dell'articolo 33, comma 5-sexies, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) pubblicato nella Gazz. Uff. 28 marzo 2011, n. 71, S.O.:

«Art. 33. (Disposizioni in materia di biocarburanti). — (omissis)

5-sexies. A decorrere dal 1° gennaio 2013, le competenze operative e gestionali assegnate al Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali ai sensi del provvedimento di attuazione dell'articolo 2-quater del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, così come modificato dall'articolo 1, comma 368, della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sono attribuite al Ministero dello sviluppo economico che le esercita anche avvalendosi del Gestore dei servizi energetici S.p.A. Per l'esercizio di tali competenze è costituito presso il Ministero dello sviluppo economico un comitato tecnico consultivo composto da rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministero dell'economia e delle finanze, e del Gestore dei servizi energetici S.p.A., con oneri a carico dello stesso Gestore. Dall'attuazione del presente comma non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

(omissis).»

— Si riporta il testo dell'articolo 39, comma 11, del citato decreto legislativo n. 199, del 2021:

«Art. 42. (Utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti). — (omissis)

11. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Comitato tecnico consultivo di cui all'articolo 33, comma 5-sexies del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, opera presso il Ministero della transizione ecologica nella composizione e con le competenze di cui al medesimo comma 5-sexies, ivi incluse quelle in materia di combustibili e combustibili da biomassa, bioliquidi e carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica, nonché carburanti da carbonio riciclato, come definiti dall'articolo 2. I componenti del comitato di cui al primo periodo sono nominati dal Ministro della transizione ecologica.

(omissis)»

Note all'art. 4:

— Si riporta il testo dell'articolo 22, comma 6, del citato decreto legislativo n. 164, del 2000:

«Art. 22. (Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori). — (omissis)

6. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, anche avvalendosi dell'Acquirente unico Spa, ai sensi dell'articolo 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, provvede affinché siano istituiti sportelli unici al fine di mettere a disposizione dei clienti tutte le informazioni necessarie concernenti i loro diritti, la normativa in vigore e le modalità di risoluzione delle controversie di cui dispongono.

(omissis)»

Note all'art. 5:

— Per il testo dell'articolo 22, comma 6, del decreto legislativo n. 164 del 2000, si veda nelle note all'articolo 4.

— Per i riferimenti del regolamento (UE) 2024/1789 si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 6:

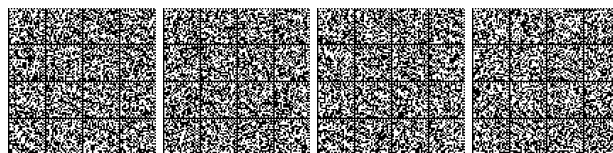
— Per i riferimenti del regolamento (UE) 2024/1789 si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 7:

— Si riporta l'articolo 45, del decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117 (Codice del Terzo settore, a norma dell'articolo 1, comma 2, lettera b), della legge 6 giugno 2016, n. 106) pubblicato nella Gazz. Uff. 2 agosto 2017, n. 179, S.O.:

«Art. 45. (Registro unico nazionale del Terzo settore). —

1. Presso il Ministero del lavoro e delle politiche sociali è istituito il Registro unico nazionale del Terzo settore, operativamente gestito su base territoriale e con modalità informatiche in collaborazione con ciascuna Regione e Provincia autonoma, che, a tal fine, individua, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto,



la struttura competente. Presso le Regioni, la struttura di cui al periodo precedente è indicata come «Ufficio regionale del Registro unico nazionale del Terzo settore». Presso le Province autonome la stessa assume la denominazione di «Ufficio provinciale del Registro unico nazionale del Terzo settore». Il Ministero del lavoro e delle politiche sociali individua nell'ambito della dotazione organica dirigenziale non generale disponibile a legislazione vigente la propria struttura competente di seguito indicata come «Ufficio statale del Registro unico nazionale del Terzo settore».

2. Il registro è pubblico ed è reso accessibile a tutti gli interessati in modalità telematica.».

Nota all'art. 8:

— Per i riferimenti della direttiva (UE) 2024/1788 si veda nelle note alle premesse.

— Per il testo dell'articolo 22, comma 6, del decreto legislativo n. 164 del 2000, si veda nelle note all'articolo 4.

Nota all'art. 10:

— Si riporta il testo dell'articolo 1 del citato decreto legislativo n. 164, del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 1. (*Liberalizzazione del mercato interno del gas naturale*). — 1. Nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e spacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere.

2. Resta in vigore la disciplina vigente per le attività di coltivazione e di stoccaggio di gas naturale, salvo quanto disposto dal presente decreto.

2-bis. Le norme del presente decreto relative al gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto, si applicano in modo non discriminatorio anche al gas rinnovabile, al gas a basse emissioni di carbonio, al biometano al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possono essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza, al fine di realizzare mercati del gas concorrenziali, sicuri e sostenibili dal punto di vista ambientale. Non sono ammesse discriminazioni tra le imprese riguardo ai loro diritti o obblighi.

2-ter. Al fine di favorire la decarbonizzazione, è sempre ammessa la stipulazione di contratti a lungo termine per i gas rinnovabili e i gas a basse emissioni di carbonio che siano pur sempre conformi alle norme sulla concorrenza dell'Unione europea. È ammessa la stipulazione di contratti a lungo termine per la fornitura di gas di origine fossile non soggetto ad abbattimento purché la durata non si protragga oltre il 31 dicembre 2049.».

Nota all'art. 11:

— Si riporta il testo dell'articolo 2 del citato decreto legislativo n. 164, del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 2. (*Definizioni*). — 1. Ai fini del presente decreto si intende per:

a) cliente finale: il cliente che acquista gas naturale o idrogeno per uso proprio, ivi compresi gli impianti di distribuzione di metano per autotrazione che sono considerati clienti finali;

b) cliente grossista: una persona fisica o giuridica, diversa dai gestori dei sistemi di trasporto e dai gestori dei sistemi di distribuzione, che acquista gas naturale o idrogeno a scopo di rivendita all'interno o all'esterno del sistema in cui è stabilita;

c) «cliente idoneo»: la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, ed ha diritto di accesso al sistema;

d) «clienti»: i clienti grossisti o finali di gas naturale o idrogeno e le imprese di gas naturale o idrogeno che acquistano gas naturale;

e) «codice di rete»: codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento della rete;

f) «codice di stoccaggio»: codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento di un sistema di stoccaggio;

g) «cogenerazione»: la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

h) «coltivazione»: l'estrazione di gas naturale da giacimenti;

i) «cushion gas»: quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio che è necessario mantenere sempre nel giacimento e che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio;

j) «dispacciamento»: l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori;

k) «dispacciamento passante»: l'attività di cui alla lettera j), condizionata unicamente da eventuali impedimenti o vincoli di rete;

l) «disponibilità di punta giornaliera»: quantità di gas naturale, espressa in Smc/g, erogabile da un sistema di stoccaggio nell'ambito di un giorno;

m) «disponibilità di punta oraria»: quantità di gas naturale, espressa in Smc/g, erogabile da un sistema di stoccaggio nell'ambito di un'ora, moltiplicata per le 24 ore;

n) «distribuzione»: il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti, a esclusione della fornitura;

o) fornitura: la vendita, compresa la rivendita, di gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto (GNL), o di idrogeno, anche sotto forma di vettori di idrogeno organico liquido o idrogeno liquido e di derivati dell'idrogeno tra cui l'ammoniaca o il metanolo, ai clienti;

p) impianto di GNL: un terminale utilizzato per le operazioni di liquefazione del gas naturale o l'importazione, o lo scarico e la rigassificazione di GNL, e comprendente servizi ausiliari e uno stoccaggio provvisorio necessari per il processo di rigassificazione e successiva consegna al sistema di trasporto ma non comprendente eventuali serbatoi ubicati presso i terminali non funzionali al ciclo di rigassificazione e utilizzati per l'attività di stoccaggio;

q) impianto di stoccaggio: un impianto utilizzato per lo stoccaggio di gas naturale, di proprietà o gestito da un'impresa di gas naturale, compresi gli impianti GNL utilizzati per lo stoccaggio, ad esclusione della parte di impianto utilizzata per operazioni di produzione e degli impianti riservati esclusivamente ai gestori dei sistemi di trasporto nello svolgimento delle loro funzioni;

r) (abrogata);

s) «impresa controllata»: una impresa controllata ai sensi dell'articolo 2359, commi 1° e 2°, del codice civile;

t) impresa di gas naturale: ogni persona fisica o giuridica, ad esclusione dei clienti finali che svolge almeno una delle funzioni seguenti: produzione, trasporto, distribuzione, fornitura, acquisto o stoccaggio di gas naturale, compresa la rigassificazione di GNL e che è responsabile per i compiti commerciali, tecnici o di manutenzione legati a queste funzioni;

u) «impresa di gas naturale integrata orizzontalmente»: un'impresa che svolge almeno una delle attività di importazione, esportazione, coltivazione, trasporto, distribuzione, stoccaggio o vendita di gas naturale ed una attività che non rientra nel settore del gas naturale;

v) impresa verticalmente integrata: un'impresa di gas naturale o un gruppo di imprese di gas naturale o un'impresa di idrogeno o un gruppo di imprese di idrogeno in cui la stessa persona o le stesse persone hanno, direttamente o indirettamente, il potere di esercitare un controllo e in cui l'impresa o il gruppo di imprese svolge almeno una delle funzioni di trasporto del gas naturale, trasporto dell'idrogeno, distribuzione del gas naturale, distribuzione dell'idrogeno, gestione di terminali dell'idrogeno, rigassificazione di GNL o stoccaggio di gas naturale o di idrogeno, e almeno una delle funzioni di produzione o fornitura di gas naturale o di idrogeno;

w) «linea diretta»: un gasdotto che rifornisce un centro di consumo in modo complementare al sistema interconnesso;

x) «periodo di punta giornaliera»: il periodo compreso tra le ore 7 e le ore 22 di ciascun giorno nel periodo di punta stagionale;

y) «periodo di punta stagionale»: il periodo compreso tra il 15 novembre ed il 15 marzo di ciascun anno;

z) «programmazione a lungo termine»: l'individuazione degli approvvigionamenti e della capacità di trasporto delle imprese di gas naturale necessarie al fine di soddisfare la domanda di gas naturale del sistema, diversificare le fonti e assicurare l'offerta ai clienti nel lungo termine;



aa) rete di gasdotti di coltivazione (gasdotti upstream): ogni gasdotto o rete di gasdotti gestiti o costruiti quale parte di un impianto di produzione di idrocarburi liquidi o di gas naturale, oppure utilizzati per trasportare gas naturale da uno o più di tali impianti fino ad un impianto o terminale di trattamento oppure ad un terminale costiero di approdo;

bb) “servizi accessori”: i servizi necessari per la gestione di una rete di trasporto o distribuzione quali, esemplificativamente, i servizi di regolazione della pressione, il bilanciamento del carico, la miscelazione;

cc) “sicurezza”: la sicurezza di approvvigionamento e di consegna ai clienti, nonché la sicurezza tecnica;

dd) “sistema interconnesso”: un insieme di sistemi reciprocamente collegati;

ee) sistema del gas naturale: reti di trasporto, reti di distribuzione, impianti di GNL o impianti di stoccaggio di proprietà o gestiti da un’impresa di gas naturale, compresi il linepack e i relativi impianti che forniscono servizi ausiliari nonché quelli di imprese collegate necessari per dare accesso al trasporto, alla distribuzione e alla rigassificazione di GNL;

ff) “stoccaggio di modulazione”: lo stoccaggio finalizzato a soddisfare la modulazione dell’andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi;

gg) “stoccaggio minerario”: lo stoccaggio necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano;

hh) “stoccaggio strategico”: lo stoccaggio finalizzato a sopprimere a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas;

ii) trasporto: il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete che comprende soprattutto gasdotti ad alta pressione, diversa da una rete di gasdotti di coltivazione e diversa dalla parte dei gasdotti, anche ad alta pressione, utilizzati principalmente nell’ambito della distribuzione locale del gas naturale, ad esclusione della fornitura;

jj) “utente del sistema”: la persona fisica o giuridica che rifornisce di gas naturale o idrogeno il sistema o è rifornita dal sistema;

kk) “working gas”: quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari;

kk-bis) i servizi ausiliari: tutti i servizi necessari per l’accesso e il funzionamento delle reti di trasporto, delle reti di distribuzione, degli impianti di GNL o degli impianti di stoccaggio, compresi il bilanciamento del carico, la miscelazione e l’iniezione di gas inerti, ad esclusione dei servizi resi dagli impianti usati solamente dai gestori dei sistemi di trasporto nello svolgimento delle loro funzioni;

kk-ter) impresa collegata: un’impresa collegata come definita all’articolo 41 della settima direttiva 83/349/CEE del Consiglio, del 13 giugno 1983, basata sull’articolo 44, paragrafo 2, lettera g) del trattato e relativa ai conti consolidati, o un’impresa associata come definita all’articolo 33, paragrafo 1 della medesima direttiva, ai sensi dell’articolo 2, punto 12), della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio o un’impresa appartenente agli stessi soci;

kk-quater) gestore del sistema di trasporto: qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge l’attività di trasporto ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasporto in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, nonché di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di gas naturale;

kk-quinques) impresa maggiore di trasporto: impresa che avendo la disponibilità della rete nazionale di gasdotti svolge l’attività di trasporto sulla maggior parte della medesima;

kk-sexies) gestore del sistema di distribuzione: qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge la funzione di distribuzione ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, nonché di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di gas naturale;

kk-septies) impresa fornitrice: ogni persona fisica o giuridica che svolge funzioni di fornitura;

kk-octies) programmazione a lungo termine: la programmazione, in un’ottica a lungo termine, della capacità di fornitura e di trasporto delle imprese di gas naturale al fine di soddisfare la domanda di gas naturale del sistema, garantire la diversificazione delle fonti ed assicurare la fornitura ai clienti;

kk-nonies) gestore dell’impianto di stoccaggio: qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge l’attività di stoccaggio ed è responsabile della gestione di un impianto di stoccaggio di gas naturale;

kk-decies) gestore di un impianto di GNL: qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della liquefazione del gas naturale o dell’importazione, o dello scarico, e della rigassificazione di GNL, e responsabile della gestione di un impianto di GNL;

kk-undecies) linepack: lo stoccaggio di gas naturale mediante compressione nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, ad esclusione degli impianti riservati ai gestori dei sistemi di trasporto nello svolgimento delle loro funzioni;

kk-duodecies) interconnettore: un gasdotto di trasporto che attraversa o si estende oltre una frontiera tra Stati membri allo scopo di collegare i sistemi nazionali di trasporto di tali Stati membri o un gasdotto di trasporto tra uno Stato membro e un paese terzo fino al territorio degli Stati membri o alle acque territoriali di tale Stato membro;

kk-terdecies) cliente civile: un cliente che acquista gas naturale o idrogeno per il proprio consumo domestico;

kk-quaterdecies) cliente non civile: un cliente che acquista gas naturale o idrogeno non destinato al proprio uso domestico;

kk-quinquiesdecies) strumenti derivati sul gas naturale: uno strumento finanziario di cui ai punti 5, 6 o 7 della sezione C dell’allegato I della direttiva 2004/39/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 aprile 2004, relativa ai mercati degli strumenti finanziari collegato al gas naturale;

kk-sexiesdecies) contratto di fornitura: un contratto di fornitura di gas naturale o di idrogeno ad esclusione degli strumenti derivati sul gas naturale;

kk-septiesdecies) controllo: diritti, contratti, o altri mezzi che conferiscono, da soli o congiuntamente, e tenuto conto delle circostanze di fatto o di diritto, la possibilità di esercitare un’influenza determinante sull’attività di un’impresa, in particolare attraverso:

1) diritti di proprietà o di godimento sulla totalità o su parti del patrimonio di un’impresa;

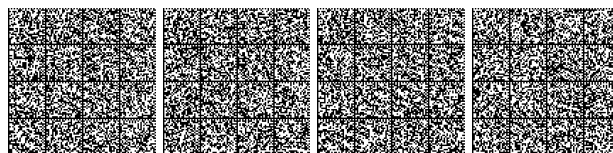
2) diritti o contratti che conferiscono un’influenza determinante sulla composizione, sulle votazioni, sulle deliberazioni e decisioni degli organi di un’impresa.

kk-duodevicies) gas naturale: gas costituito principalmente di metano, incluso biometano, o altri tipi di gas, che può essere iniettato nel sistema del gas naturale e trasportato attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza;

kk-undevicies) gas rinnovabile: combustibile gassoso prodotto dalle biomasse, incluso il biogas che è stato trasformato in biometano e i combustibili rinnovabili di origine non biologica ai sensi dell’articolo 2, comma 1, lettera ll) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;

kk-vicies) gas a basse emissioni di carbonio: la parte di combustibili gassosi nei carburanti derivanti da carbonio riciclato ai sensi dell’articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, l’idrogeno a basse emissioni di carbonio e i combustibili sintetici gassosi il cui contenuto energetico deriva da idrogeno a basse emissioni di carbonio che rispettano una soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 per cento rispetto al carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica di cui alla metodologia adottata a norma dell’articolo 29 bis, paragrafo 3, della medesima direttiva (UE) 2018/2001;

kk-vicies semel) combustibili a basse emissioni di carbonio: i carburanti derivanti da carbonio riciclato ai sensi dell’articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2018/2001, l’idrogeno a basse emissioni di carbonio e i combustibili sintetici liquidi e gassosi il cui contenuto energetico deriva da idrogeno a basse emissioni di carbonio che rispettano una soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 per cento rispetto al carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica di cui alla metodologia adottata a norma dell’articolo 29 bis, paragrafo 3, della medesima direttiva (UE) 2018/2001;



kk-vicies bis) fornitore di ultima istanza: l'esercente designato che assicura la fornitura di gas naturale ai clienti finali che rimangono senza fornitore;

kk-vicies ter) impresa di gas naturale integrata: l'impresa integrata verticalmente o orizzontalmente;

kk-vicies quater) contratto a lungo termine: il contratto di fornitura di gas di durata superiore a un anno;

kk-vicies quinquies) sistema di entrata-uscita: un modello di accesso per il gas naturale o l'idrogeno in cui gli utenti del sistema prenotano diritti di capacità in modo indipendente ai punti di entrata e di uscita, che include il sistema di trasporto e può includere l'intero sistema di distribuzione o parte di esso, o le reti dell'idrogeno;

kk-vicies sexies) zona di bilanciamento: il sistema al quale si applica un dato regime di bilanciamento, che include il sistema di trasporto e può includere gli interi sistemi di distribuzione o parte di essi;

kk-vicies septies) punto di scambio virtuale: il punto commerciale non fisico all'interno di un sistema di entrata-uscita presso il quale il gas naturale o l'idrogeno sono scambiati tra venditore e acquirente senza bisogno di prenotare capacità;

kk-duodetries) utente della rete: il cliente o il potenziale cliente del gestore del sistema o lo stesso gestore del sistema, nella misura in cui per tale gestore sia necessario svolgere le sue funzioni in relazione al trasporto di gas naturale o idrogeno;

kk-undetries) punto di entrata: il punto soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete che dà accesso al sistema di entrata-uscita;

kk-tricies) punto di uscita: il punto soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete che consente il flusso di gas in uscita dal sistema di entrata-uscita;

kk-tricies semel) punto di interconnessione: il punto fisico o virtuale che collega sistemi di entrata-uscita adiacenti o che collega un sistema di entrata-uscita con un interconnettore, nella misura in cui tale punto è soggetto a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete;

kk-tricies bis) punto di interconnessione virtuale: due o più punti di interconnessione che collegano gli stessi due sistemi adiacenti di entrata-uscita integrati tra loro al fine di fornire un unico servizio di capacità;

kk-tricies ter) partecipante al mercato: la persona fisica o giuridica che acquista, vende o produce gas naturale o idrogeno o che gestisce servizi di stoccaggio, anche attraverso la trasmissione di ordini di compravendita su uno o più mercati del gas naturale o dell'idrogeno, compresi i mercati di bilanciamento;

kk-tricies quater) oneri di risoluzione del contratto: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori o dai partecipanti al mercato per risolvere un contratto di fornitura di gas o di servizi attinenti;

kk-tricies quinquies) oneri per cambio di fornitore: qualsiasi onere o penale imposti ai clienti dai fornitori, dai partecipanti al mercato o dai gestori di sistemi, direttamente o indirettamente, in caso di cambiamento di fornitore o di partecipante al mercato, compresi gli oneri di risoluzione del contratto;

kk-tricies sexies) informazioni di fatturazione: le informazioni fornite nella fattura al cliente finale, esclusa la richiesta di pagamento;

kk-tricies septies) contatore convenzionale: il contatore analogico o elettronico sprovvisto della capacità di trasmettere e ricevere dati;

kk-duodequagies) interoperabilità: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, la capacità di due o più reti, sistemi, dispositivi, applicazioni o componenti nei settori dell'energia o delle comunicazioni di interagire e di scambiare e utilizzare informazioni per svolgere le funzioni richieste;

kk-undequagies) più recenti disponibili: nel contesto dei sistemi di misurazione intelligenti, dati forniti in un lasso di tempo che corrisponde al più breve periodo di regolazione nel mercato nazionale;

kk-quagies) migliori tecniche disponibili: nel contesto della protezione e della sicurezza dei dati in un ambiente di misurazione intelligente, le tecniche più efficaci, avanzate e idonee dal punto di vista pratico a fornire in via di principio le condizioni per il rispetto delle norme dell'Unione europea sulla protezione dei dati e sulla sicurezza;

kk-quagies semel) povertà energetica: la povertà energetica ai sensi dell'articolo 2, punto 52), della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023;

kk-quagies bis) cliente attivo: il cliente finale di gas naturale o il gruppo di clienti finali consorziati di gas naturale che:

1) consuma o immagazzina il gas rinnovabile prodotto nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata;

2) purché le attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale del cliente finale e siano conformi al diritto applicabile alla produzione di gas rinnovabile, in particolare per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra, alternativamente:

2.1) vende il gas rinnovabile autoprodotto attraverso il sistema del gas naturale;

2.2) partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica;

kk-quagies ter) efficienza energetica al primo posto: il principio "l'efficienza energetica al primo posto" ai sensi dell'articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018;

kk-quagies quater) riconversione: la riconversione ai sensi dell'articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022.

Note all'art. 12:

— Si riporta il testo dell'articolo 6 del citato decreto legislativo n. 164, del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 6. (Criteri e disciplina dell'accesso alle infrastrutture minerarie per la coltivazione). — 1. I titolari di concessione di coltivazione di idrocarburi danno accesso ai loro gasdotti di coltivazione, nonché alle relative infrastrutture minerarie e ai servizi connessi, sia in terraferma che nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, ad altri titolari di concessione di coltivazione di idrocarburi, o a imprese del gas naturale che ne facciano richiesta ai fini dell'importazione, esportazione o trasporto del gas naturale. L'accesso è dovuto ove risultino verificate le seguenti condizioni:

a) disponibilità della relativa capacità di trasporto, gestione, o trattamento, tenuto conto anche dei programmi di sviluppo futuro dei giacimenti connessi ai gasdotti di coltivazione, compresi quelli con redditività economica marginale;

b) rispetto delle norme tecniche e minerarie vigenti in Italia;

c) compatibilità della composizione chimica del gas naturale e dei composti associati, e delle caratteristiche fisico-chimiche;

d) compatibilità con le norme di sicurezza mineraria;

e) rispetto delle norme in materia fiscale e di aliquote di prodotto della coltivazione dovute allo Stato.

2. Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti i limiti e le norme tecniche per disciplinare l'accesso alle infrastrutture minerarie di cui al comma 1.

3. Ai fini della tutela del giacimento e della sicurezza delle lavorazioni, l'accesso alle infrastrutture minerarie di cui al comma 1 è sottoposto ad autorizzazione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

4. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente è competente a risolvere le controversie, anche transfrontaliere, relative all'accesso alle infrastrutture di coltivazione del gas naturale. In caso di controversie transfrontaliere si applicano le disposizioni sulla risoluzione delle controversie relative allo Stato membro che ha giurisdizione sulla rete di gasdotti di coltivazione che nega l'accesso. Se, nelle controversie transfrontaliere, la rete interessata fa capo all'Italia e almeno ad un altro Stato membro, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente si consulta con le competenti autorità degli altri Stati membri interessati al fine di garantire che le disposizioni della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, siano coerentemente applicate. Se la rete di gasdotti di coltivazione ha origine in un paese terzo e si collega alla rete italiana, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente si consulta con le Autorità di regolazione degli Stati membri interessati e, nel caso il primo punto di ingresso verso la rete degli Stati membri sia in Italia, consulta il paese terzo interessato in cui ha origine la rete di gasdotti di coltivazione al fine di garantire, per quanto concerne la rete interessata, che la direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sia coerentemente applicata nel territorio degli Stati membri.



5. Nel caso di contitolarità della concessione, tutti gli effetti derivanti dall'accesso di cui al comma 1 si verificano direttamente in capo ai singoli contitolari in ragione delle diverse quote detenute, non realizzandosi nella specie, anche ai fini fiscali, un autonomo centro di imputazione di rapporti giuridici.

5-bis. *Le misure relative all'accesso sono notificate alla Commissione europea.*

Note all'art. 13:

— Si riporta il testo dell'articolo 14 del citato decreto legislativo n. 164, del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 14. (Attività di distribuzione). — 1. L'attività di distribuzione di gas naturale è attività di servizio pubblico. I gestori del sistema di distribuzione sono responsabili nell'assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di gas naturale, ivi incluso per l'iniezione del biometano, e di gestire, mantenere e sviluppare o dismettere nella sua area, a condizioni economiche accettabili, un sistema sicuro, affidabile ed efficiente, nel dovuto rispetto dell'ambiente, degli obblighi stabiliti nel regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e dell'efficienza energetica. Il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni. Gli enti locali che affidano il servizio, anche in forma associata, svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione, ed i loro rapporti con il gestore del servizio sono regolati da appositi contratti di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed approvato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Il contratto tipo deve prevedere la responsabilità del gestore del sistema di distribuzione di assicurare una gestione efficiente della qualità del gas nei suoi sistemi, in linea con le norme applicabili in materia di qualità del gas, ove ciò sia necessario per la gestione del sistema a motivo dell'iniezione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio.

2. Ai fini del presente decreto, per enti locali si intendono comuni, unioni di comuni e comunità montane.

3. Nell'ambito dei contratti di servizio di cui al comma 1 sono stabiliti la durata, le modalità di espletamento del servizio, gli obiettivi qualitativi, l'equa distribuzione del servizio sul territorio, gli aspetti economici del rapporto, i diritti degli utenti, i poteri di verifica dell'ente che affida il servizio, le conseguenze degli inadempimenti, le condizioni del recesso anticipato dell'ente stesso per inadempimento del gestore del servizio.

4. Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le reti, nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili, rientrano nella piena disponibilità dell'ente locale. Gli stessi beni, se realizzati durante il periodo di affidamento, sono trasferiti all'ente locale alle condizioni stabilite nel bando di gara e nel contratto di servizio.

5. Alle gare di cui al comma 1 sono ammesse, senza limitazioni territoriali, società per azioni o a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata, sulla base di requisiti oggettivi, proporzionati e non discriminatori, con la sola esclusione delle società, delle loro controllate, controllanti e controllate da una medesima controllante, che, in Italia e in altri Paesi dell'Unione europea, o in Paesi non appartenenti all'Unione europea, gestiscono di fatto, o per disposizioni di legge, di atto amministrativo o per contratto, servizi pubblici locali in virtù di affidamento diretto o di una procedura non ad evidenza pubblica. Alle gare sono ammessi inoltre i gruppi europei di interesse economico. La esclusione di cui al primo periodo non si applica alle società quotate in mercati regolamentati e alle società da queste direttamente o indirettamente controllate ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile, nonché al socio selezionato ai sensi dell'articolo 4, comma 12, del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito nella legge 14 settembre 2011, n. 148, e alle società a partecipazione mista, pubblica e privata, costituite ai sensi del medesimo comma.

6. Nel rispetto degli standard qualitativi, quantitativi, ambientali, di equa distribuzione sul territorio e di sicurezza, la gara è aggiudicata sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio, del livello di qualità e sicurezza, dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti, per il loro rinnovo e manutenzione, nonché dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale presentati dalle imprese concorrenti. Tali elementi fanno parte integrante del contratto di servizio.

7. Gli enti locali avviano la procedura di gara non oltre un anno prima della scadenza dell'affidamento, in modo da evitare soluzioni di continuità nella gestione del servizio. Il gestore uscente resta comunque obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento. Ove l'ente locale non provveda entro il termine indicato, la regione, anche attraverso la nomina di un commissario ad acta, avvia la procedura di gara.

7-bis. Il gestore uscente è tenuto a fornire all'ente locale tutte le informazioni necessarie per predisporre il bando di gara, entro un termine, stabilito dallo stesso ente in funzione dell'entità delle informazioni richieste, comunque non superiore a sessanta giorni. Qualora il gestore uscente, senza giustificato motivo, ometta di fornire le informazioni richieste ovvero fornisca informazioni inesatte o fuorvianti oppure non fornisca le informazioni entro il termine stabilito, l'ente locale può imporre una sanzione amministrativa pecuniaria, il cui importo può giungere fino all'1 per cento del fatturato totale realizzato durante l'esercizio sociale precedente, e valutare il comportamento tenuto dal gestore uscente ai fini dell'applicazione dell'articolo 80, comma 5, lettera c-bis), del codice dei contratti pubblici, di cui al decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50. 68

8. Il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati sugli impianti oggetto di trasferimento di proprietà nei precedenti affidamenti o concessioni, è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari al valore di rimborso per gli impianti la cui proprietà è trasferita dal distributore uscente al nuovo gestore. Nella situazione a regime, al termine della durata delle nuove concessioni di distribuzione del gas naturale affidate ai sensi del comma 1, il valore di rimborso al gestore uscente è pari al valore delle immobilizzazioni nette di località del servizio di distribuzione e misura, relativo agli impianti la cui proprietà viene trasferita dal distributore uscente al nuovo gestore, incluse le immobilizzazioni in corso di realizzazione, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente e sulla base della consistenza degli impianti al momento del trasferimento della proprietà.

9. Gli oneri gravanti sul nuovo gestore ai sensi del comma 8 sono indicati nel bando di gara stimando il valore di rimborso delle immobilizzazioni previste dopo l'emissione del bando di gara. Il bando di gara riporta le modalità per regolare il valore di rimborso relativo a queste ultime immobilizzazioni. Il gestore subentrante acquisisce la disponibilità degli impianti dalla data del pagamento della somma corrispondente agli oneri suddetti, ovvero dalla data di offerta reale della stessa.

10. Le imprese di gas che svolgono l'attività di distribuzione sono tenute alla certificazione di bilancio a decorrere dal 1° gennaio 2002.

10-bis. *Con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) sono definiti e classificati come sistema di distribuzione chiuso i sistemi che distribuiscono gas naturale all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, fatto salvo i casi di uso accidentale da un numero limitato di clienti civili, non rifornisce i clienti civili, purché alternativamente:*

a) *per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti di tale sistema siano integrati;*

b) *il sistema distribuisca gas naturale principalmente al proprietario o al gestore del sistema o a imprese ad essi collegate.*

10-ter. *L'ARERA provvede a esentare i gestori di sistemi di distribuzione chiusi del gas naturale dall'obbligo che le tariffe o le relative metodologie di calcolo siano approvate prima della loro entrata in vigore. In tali casi di esenzione concessa da ARERA le tariffe applicabili o le relative metodologie di calcolo sono rivedute e approvate conformemente all'articolo 78 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, su richiesta di un utente del sistema di distribuzione chiuso del gas naturale. Il riconoscimento della esenzione concessa dall'ARERA non subisce pregiudizi nei casi di uso accidentale da parte di un numero limitato di clienti civili assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, e situati nell'area servita da un sistema di distribuzione chiuso. I sistemi di distribuzione chiusi sono considerati sistemi di distribuzione.*».



Note all'art. 14:

— Si riporta il testo dell'articolo 16 del citato decreto legislativo n. 164, del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 16. (*Obblighi delle imprese di distribuzione*). — 1. Le imprese di distribuzione di gas naturale svolgono anche l'attività di dispacciamento sulla propria rete.

2. Le imprese di distribuzione di gas naturale hanno l'obbligo di allacciare i clienti, che ne facciano richiesta, che abbiano sede nell'ambito dell'area territoriale alla quale si riferisce l'affidamento sulla base del quale esse operano, purché esista la capacità del sistema di cui dispongono e le opere necessarie all'allacciamento del cliente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, nel rispetto degli obblighi di universalità del servizio pubblico.

3. In caso di rifiuto l'utente ne informa l'Autorità per l'energia elettrica e il gas che, sentita l'impresa che ha espresso il rifiuto, e qualora verifichi una violazione dei criteri di cui al comma 2, può imporre alla stessa impresa di procedere all'allacciamento. Sono fatti salvi i poteri e le attribuzioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

4. Le imprese di distribuzione perseguono il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Gli obiettivi quantitativi nazionali, definiti in coerenza con gli impegni previsti dal protocollo di Kyoto, ed i principi di valutazione dell'ottenimento dei risultati sono individuati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, sentita la Conferenza unificata, da emanare entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Gli obiettivi regionali e le relative modalità di raggiungimento, utilizzando anche lo strumento della remunerazione delle iniziative di cui al comma 4 dell'articolo 23, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione, sono determinati con provvedimenti di pianificazione energetica regionale, sentiti gli organismi di raccordo regione-autonomie locali. In sede di Conferenza unificata è verificata annualmente la coerenza degli obiettivi regionali con quelli nazionali.

4-bis. *Nel caso in cui un gestore del sistema di distribuzione sia responsabile del bilanciamento di quest'ultimo, le regole da esso adottate a tal fine, nonché le regole per addebitare agli utenti del sistema lo sbilanciamento energetico, sono obiettive, trasparenti e non discriminatorie. Le condizioni di prestazione di questi servizi da parte dei gestori dei sistemi di distribuzione, comprese le regole e le tariffe, sono stabilite in modo non discriminatorio e corrispondente ai costi, secondo una metodologia compatibile con l'articolo 78, paragrafo 7, della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e sono oggetto di pubblicazione.*

5. Le imprese di distribuzione di gas naturale, in occasione di ogni nuovo allaccio alla propria rete di un impianto di utenza non destinato a servire esclusivamente cicli produttivi industriali o artigianali, e nel caso di modifiche di impianti già allacciati, accertano attraverso personale tecnico che gli stessi impianti siano stati eseguiti e siano mantenuti in stato di sicuro funzionamento nei riguardi della pubblica incolumità, negando o sospendendo la fornitura di gas nel caso il suddetto accertamento non sia positivo o non sia consentito. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con propria deliberazione, provvede a definire un regolamento per lo svolgimento di tali attività in regime di concorrenza, la periodicità delle verifiche e le modalità di copertura dei relativi costi.

6. Le imprese di distribuzione di gas naturale sospendono altresì la fornitura di gas agli impianti su richiesta dell'ente locale competente per i controlli ai sensi dell'articolo 31, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, motivata dalla riscontrata non conformità dell'impianto alle norme o dal reiterato rifiuto del responsabile dell'impianto a consentire i controlli di cui alla citata legge n. 10 del 1991.

7. Per quanto non espressamente previsto dal presente decreto in materia di distribuzione si applicano le norme vigenti in materia di servizi pubblici locali.»

Note all'art. 16:

— Si riporta il testo dell'articolo 19 del citato decreto legislativo n. 164 del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 19. (*Norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza*). — 1. Alle imprese di gas naturale si applicano le norme in materia di intese restrittive della libertà di concorrenza, di abuso di posizione dominante e di operazioni di concentrazione di cui alla legge 10 ottobre 1990, n. 287.

2. A decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può vendere, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale.

3. A decorrere dal 1° gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. La suddetta percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61%.

4. La percentuale di cui al comma 2 è calcolata sottraendo sia dalle quantità vendute, sia dai consumi nazionali al netto delle perdite, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o a mezzo di società controllate, controllanti, o controllate da una medesima controllante. La percentuale di cui al comma 3 è calcolata sottraendo sia dalle quantità importate e prodotte, sia dai consumi nazionali, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o a mezzo di società controllate, controllanti, o controllate da una medesima controllante.

5. I limiti di cui ai commi 2 e 3 si intendono superati qualora la media delle percentuali effettivamente conseguite da un'impresa, calcolata ogni anno con riferimento al triennio precedente, risulti superiore alla media delle percentuali consentite per il medesimo triennio.

6. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto le norme in materia di metanizzazione del Mezzogiorno che riservino incentivi o contributi in qualunque forma a favore della società ENI, o di società da essa controllate o ad essa collegate, sono applicabili a qualunque impresa del gas, avente sede nell'Unione europea, operante nel settore del trasporto o della distribuzione di gas naturale.

6-bis. Per l'ammissibilità ai contributi di cui all'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, come modificato dall'articolo 28 della legge 17 maggio 1999, n. 144, i soggetti titolari di una concessione per la costruzione degli impianti e per la gestione del servizio di distribuzione del gas sono tenuti a dare conferma ai comuni dell'esecuzione della concessione stessa entro due mesi dalla data di pubblicazione delle nuove tariffe di distribuzione del gas determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'articolo 23, comma 2. Decorso tale termine, la concessione si intende risolta e i comuni possono procedere ad una gara per l'affidamento ad altro concessionario, fermi restando la validità delle domande di contributo presentate per l'ottenimento dei benefici di cui alle leggi citate e l'ammontare dei contributi eventualmente già determinati. Nel caso di bacini di utenza non sono ammissibili rinunce parziali da parte del concessionario. Il termine per la presentazione delle domande di contributo è prorogato al 30 giugno 200194.

7. Nel caso di superamento dei limiti di cui ai commi 2 e 3, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato adotta i provvedimenti di cui all'articolo 15 della legge 10 ottobre 1990, n. 287.

7-bis. *I gestori dei sistemi di distribuzione cooperano con i gestori dei sistemi di trasporto per garantire la partecipazione effettiva dei partecipanti al mercato collegati alla loro infrastruttura nei mercati al dettaglio, all'ingrosso e di bilanciamento nell'ambito del sistema di entrata-uscita cui appartiene o è collegato il sistema di distribuzione.»*

Note all'art. 17:

— Si riporta il testo dell'articolo 20 del citato decreto legislativo n. 164 del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 20. (*Obblighi di informazione delle imprese del gas*). — 1. È fatto obbligo alle imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale, alle imprese che gestiscono impianti di liquefazione o rigassificazione di GNL, e alle imprese di distribuzione e di stoccaggio di gas naturale di fornire alle altre imprese esercenti le stesse attività informazioni sufficienti per garantire che le relative attività avvengano in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas.

2. Il contenuto minimo di informazioni di cui al comma 1 è stabilito con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

3. Fatti salvi i poteri di indagine dell'Autorità garante per la concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e gli altri obblighi di divulgazione delle informazioni, le imprese di cui al comma 1 mantengono il segreto sulle informazioni commercialmente sensibili acquisite da altre imprese nel corso dello svolgimento delle loro attività.



4. Le imprese di cui al comma 1 non possono utilizzare a proprio vantaggio le informazioni commercialmente sensibili acquisite nel corso delle loro attività nell'ambito della vendita o dell'acquisto di gas naturale, anche da parte di imprese controllate, controllanti o collegate.

5. Le imprese di cui al comma 1 non operano discriminazioni tra gli utenti del sistema o categorie di utenti del sistema, in particolare a favore di imprese loro collegate.

5-bis. Le imprese di cui al comma 1 impediscono che le informazioni concernenti le proprie attività, che potrebbero essere commercialmente vantaggiose, siano divulgate in modo discriminatorio. In particolare, le informazioni commercialmente sensibili non sono divulgate ad altre parti dell'impresa salvo risulti necessario per effettuare una operazione commerciale. Il proprietario di una impresa di trasporto e la restante parte dell'impresa non devono utilizzare servizi comuni, quali servizi legali comuni, ad eccezione delle funzioni meramente amministrative o dei servizi informatici. *Se il gestore del sistema di trasporto, stoccaggio del gas naturale o di GNL, o il proprietario del sistema di trasporto è parte di un'impresa verticalmente integrata, esso non divulga, in particolare, alcuna informazione commercialmente sensibile alle altre parti dell'impresa verticalmente integrata diverse dai gestori dei sistemi di trasporto, dai gestori dei sistemi di distribuzione o dai gestori delle reti dell'idrogeno, salvo che ciò risulti necessario per effettuare un'operazione commerciale. Al fine di garantire la piena osservanza delle norme sulla separazione delle informazioni, lo Stato membro assicura che il proprietario del sistema di trasporto, compreso, nel caso del gestore di un sistema combinato, il gestore del sistema di distribuzione, e le restanti parti dell'impresa che non siano gestori dei sistemi di trasporto o di distribuzione né gestori delle reti dell'idrogeno non utilizzino servizi comuni, quali servizi legali comuni, ad eccezione delle funzioni meramente amministrative o dei servizi informatici.*

5-ter. Nel corso di operazioni di compravendita da parte di imprese collegate, alle imprese di cui al comma 1 è fatto divieto di abuso delle informazioni commercialmente sensibili acquisite da terzi nel negoziare o fornire l'accesso ai sistemi e agli impianti gestiti dalle stesse imprese.»

Note all'art. 18:

— Si riporta il testo dell'articolo 22 del citato decreto legislativo n. 164 del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 22. (Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori). — 1. (abrogato)

2. Sono considerati clienti protetti i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza nonché i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 50.000 metri cubi annui. Per essi vige l'obbligo di assicurare, col più alto livello di sicurezza possibile, le forniture di gas naturale anche in momenti critici o in situazioni di emergenza del sistema del gas naturale.

2-bis. Sono clienti vulnerabili i clienti civili:

a) che si trovano in condizioni economicamente svantaggiate ai sensi dell'articolo 1, comma 75, della legge 4 agosto 2017, n. 124;

b) che rientrano tra i soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della legge 5 febbraio 1992, n. 104;

c) le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse;

d) le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi;

e) di età superiore ai 75 anni.

2-bis.1. A decorrere dal 10 gennaio 2024, i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili di cui al comma 2-bis la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) con uno o più provvedimenti e periodicamente aggiornati. L'ARERA definisce altresì le specifiche misure perequative a favore degli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza.

2-ter. Sono considerati "clienti protetti nel quadro della solidarietà" ai sensi del regolamento (UE) 2017/1938, i clienti civili che sono connessi ad una rete di distribuzione del gas, inclusi i servizi sociali essenziali diversi dai servizi di istruzione e di pubblica amministrazione e gli impianti di teleriscaldamento che servono clienti civili o servizi sociali essenziali diversi dai servizi di istruzione e di pubblica amministrazione.

3. (abrogato)

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede affinché:

a) (abrogata);

b) i clienti ricevano tutti i pertinenti dati di consumo e a tal fine siano obbligate le società di distribuzione a rendere disponibili i dati di consumo dei clienti alle società di vendita, garantendo la qualità e la tempestività dell'informazione fornita;

c) qualora un cliente finale connesso alla rete di distribuzione si trovi senza un fornitore di gas naturale e non sussistano i requisiti per l'attivazione del fornitore di ultima istanza, l'impresa di distribuzione territorialmente competente garantisca il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo modalità e condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas che deve altresì garantire all'impresa di distribuzione una adeguata remunerazione dell'attività svolta e la copertura dei costi sostenuti.

5. Allo scopo di promuovere l'efficienza energetica l'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce criteri in base ai quali le imprese di gas naturale ottimizzino l'utilizzo del gas naturale, anche fornendo servizi di gestione dell'energia, sviluppando formule tariffarie innovative, introducendo sistemi di misurazione intelligenti o, se del caso, reti intelligenti.

6. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, anche avvalendosi dell'Acquirente unico Spa, ai sensi dell'articolo 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, provvede affinché siano istituiti sportelli unici al fine di mettere a disposizione dei clienti tutte le informazioni necessarie concernenti i loro diritti, la normativa in vigore e le modalità di risoluzione delle controversie di cui dispongono gli strumenti di confronto, le misure di sostegno disponibili, ivi comprese quelle destinate ai clienti vulnerabili e in povertà energetica.

7. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'ARERA, sono individuati i criteri e le modalità per la fornitura, da parte di esercenti selezionati dalla società Acquirente unico S.p.A. all'esito di procedure a evidenza pubblica, di gas naturale nell'ambito del servizio di ultima istanza, a condizioni che incentivino la ricerca di un nuovo fornitore sul mercato, per i clienti di cui al comma 2, nonché nelle aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale nell'offerta di gas naturale;

7-bis. I clienti finali trasferiti a un fornitore di ultima istanza conservano tutti i diritti riconosciuti in qualità di clienti finali. I fornitori comunicano ai clienti, a mezzo posta elettronica certificata o, in mancanza, a mezzo raccomandata con avviso di ricevimento, i termini e le condizioni del servizio di ultima istanza e garantiscono loro la continuità del servizio medesimo per il periodo necessario alla scelta di un nuovo fornitore e per almeno sei mesi.

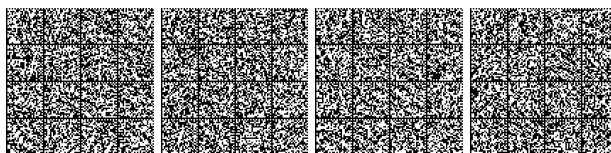
7-ter. L'ARERA assicura, nell'ambito della disciplina della gestione della morosità dei clienti finali, la tutela dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica dal rischio di interruzione della fornitura.»

Note all'art. 19:

— Si riporta il testo dell'articolo 24 del citato decreto legislativo n. 164 del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 24. (Disciplina dei casi di rifiuto di accesso per mancanza di capacità, per obblighi di servizio pubblico o per gravi difficoltà economiche dovute a contratti "take or pay"). — 1. Le imprese di gas naturale hanno l'obbligo di permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e di interconnessione di cui al presente decreto.

2. In deroga a quanto previsto al comma 1 le imprese di gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema del gas alle altre imprese o ai clienti idonei che ne facciano richiesta solo nel caso in cui esse non dispongano della capacità necessaria, o nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette, ovvero nel caso in cui dall'accesso derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie ad imprese del gas naturale operanti nel sistema, in relazione a contratti di tipo "take or pay" sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE. I gestori dei sistemi di trasporto o i gestori dei sistemi di distribuzione che rifiutano l'accesso o la connessione al sistema del gas naturale per mancanza di capacità



o di connessione sono tenuti ad apportare i miglioramenti del caso, ove economicamente giustificabile o qualora un cliente potenziale sia disposto a sostenerne il costo.

2-bis. Per il gas rinnovabile e il gas a basse emissioni di carbonio l'accesso al sistema può essere rifiutato solo fatti salvi gli articoli 20 e 36 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.

3. Il rifiuto e l'eventuale disconnessione sono manifestati con dichiarazione motivata ed è comunicato immediatamente all'ARERA e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

4. In nessun caso può essere rifiutato l'accesso alle imprese relativamente al gas naturale prodotto nel territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana.

5. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con delibera da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, fissa i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento e dell'utilizzo dei terminali di GNL in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento del gas e che detengono terminali di GNL. Entro tre mesi dalla pubblicazione della citata delibera i soggetti di cui al comma 1 adottano il proprio codice di rete, che è trasmesso all'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ne verifica la conformità ai suddetti criteri. Trascorsi tre mesi dalla trasmissione senza comunicazioni da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il codice di rete si intende conforme. L'ARERA provvede affinché i gestori dei sistemi di trasporto e i gestori dei sistemi di distribuzione siano autorizzati a rifiutare l'accesso o la connessione degli utenti alla rete del gas naturale, o a interrompere la fornitura, specie per garantire il rispetto dell'attuazione dell'obiettivo della neutralità climatica di cui all'articolo 2, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, a condizione che:

a) il piano di sviluppo della rete istituito a norma dell'articolo 55 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 preveda la dismissione del sistema di trasporto o di parti pertinenti dello stesso;

b) la stessa ARERA abbia approvato il piano di dismissione della rete a norma dell'articolo 57, paragrafo 3 della direttiva (UE) 2024/1788;

c) il pertinente gestore della rete di distribuzione, esentato dall'obbligo di presentare un piano di dismissione della rete, a norma dell'articolo 57, paragrafo 5, della direttiva (UE) 2024/1788, abbia informato l'ARERA della dismissione della rete di distribuzione o di parti pertinenti della stessa. Nei casi indicati al periodo precedente, con delibera dell'ARERA sono indicate le modalità per il rifiuto dell'accesso o della connessione, o per la disconnessione, basato su criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori, tenuto conto degli interessi in causa, dei requisiti esistenti volti alla riduzione o all'abbandono del consumo di gas di origine fossile e dei pertinenti piani locali di riscaldamento e raffreddamento stabiliti a norma dell'articolo 25, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023. Sono altresì adottate le misure adeguate per proteggere gli utenti della rete, a norma dell'articolo 13 della direttiva (UE) 2024/1788 allorché autorizzano la disconnessione.»

Note all'art. 20:

— Si riporta il testo dell'articolo 27 del citato decreto legislativo n. 164 del 2000, come modificato dal presente decreto:

«Art. 27. (Norme per garantire l'interconnessione e l'interoperabilità del sistema gas). — 1. Con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono emanate le norme tecniche sui requisiti minimi di progettazione, costruzione ed esercizio delle opere e impianti di trasporto, di distribuzione, di linee dirette, di stoccaggio di gas, e degli impianti di GNL, per la connessione al sistema del gas, nonché le norme tecniche sulle caratteristiche chimico-fisiche e del contenuto di altre sostanze del gas da vettoriare, al fine di garantire la possibilità di interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi, in modo obiettivo e non discriminatorio, anche nei confronti degli scambi transfrontalieri con altri Paesi dell'Unione europea. Il decreto di cui al primo periodo è aggiornato in conformità alle prescrizioni di cui all'articolo 10 paragrafo 1 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 sui criteri tecnici di sicurezza e le relative norme tecniche aggiornate necessarie.

1-bis. I gestori dei sistemi di trasporto, dei sistemi di distribuzione e i gestori delle reti dell'idrogeno sono tenuti a pubblicare le norme tecniche in conformità del presente articolo, in particolare riguardo alle norme di connessione alla rete, comprendenti requisiti in materia di qualità, odorizzazione e pressione del gas. I gestori dei sistemi di trasporto e di distribuzione sono altresì tenuti a pubblicare gli oneri per la connessione del gas da fonti rinnovabili sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.

2. Le norme tecniche di cui al comma 1 sono notificate alla Commissione ai sensi dell'articolo 8 della direttiva 98/34/CE del 28 marzo 1983, che prevede una procedura di informazione nel settore delle norme e delle regolamentazioni tecniche, e pubblicate nel bollettino ufficiale degli idrocarburi e geotermia.»

Note all'art. 21:

— Si riporta il testo dell'articolo 10 del citato decreto legislativo n. 210 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 10. (Strumenti di confronto delle offerte). — 1. Al fine di assicurare la confrontabilità e la trasparenza delle diverse offerte presenti sul mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale, l'ARERA, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, assicura che il portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte nel mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas di cui all'articolo 1, comma 61, della legge 4 agosto 2017, n. 124, sia conforme almeno ai seguenti requisiti:

a) indipendenza dai partecipanti al mercato e parità di trattamento tra le imprese elettriche e del gas naturale nei risultati di ricerca;

b) indicazione chiara del gestore del portale informatico e delle sue modalità di finanziamento;

c) definizione di criteri chiari e oggettivi sui quali basare il confronto tra le diverse offerte, compresi i servizi;

d) utilizzo di un linguaggio semplice e privo di ambiguità;

e) correttezza e tempestivo aggiornamento delle informazioni pubblicate, con indicazione della data dell'ultimo aggiornamento;

f) piena accessibilità per le persone con disabilità;

g) conoscibilità ed efficacia delle procedure di segnalazione degli eventuali errori nelle informazioni pubblicate;

h) possibilità di immettere dati e di eseguire confronti tra diverse offerte, limitando i dati richiesti al cliente a quanto strettamente necessario ai fini del confronto.

h-bis) indicazione chiara se il prezzo è fisso o variabile e in merito alla durata del contratto.»

Note all'art. 22:

— Si riporta il testo dell'articolo 4 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

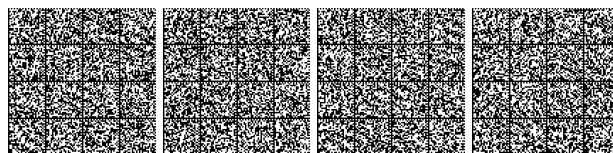
«Art. 4. (Misure di salvaguardia). — 1. In caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e quando è minacciata l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, delle apparecchiature o degli impianti o l'integrità del sistema del gas naturale o del sistema elettrico, il Ministero dello sviluppo economico può temporaneamente adottare le necessarie misure di salvaguardia, in particolare quelle previste nel piano nazionale di emergenza e dichiarare, se del caso, uno dei livelli di crisi ai sensi dell'articolo 11 del regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017.

2. Le misure di cui al comma 1 devono causare il minor turbamento possibile nel funzionamento del mercato interno e non devono andare oltre la portata strettamente indispensabile a ovviare alle difficoltà improvvise manifestatesi.

3. Il Ministero dello sviluppo economico notifica senza indugio le misure di cui ai commi precedenti agli altri Stati membri interessati e alla Commissione europea.

4. Le misure di cui al comma 1 relative al sistema del gas naturale sono indicate nel piano di emergenza di cui all'articolo 8 ed è fatto obbligo alle imprese del gas naturale di rispettarle.

4-bis. Le misure relative al settore dell'energia elettrica sono indicate nel Piano di preparazione ai rischi di cui all'articolo 8-bis.»



Note all'art. 23:

— Si riporta il testo dell'articolo 9 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 9. (Attività di trasporto e certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto). — 1. Entro il 3 marzo 2012 i gestori dei sistemi di trasporto devono essere certificati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas che, secondo la procedura di cui al presente articolo, vigila sull'osservanza da parte dei gestori medesimi delle prescrizioni sulla separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto di cui all'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024. La certificazione avviene in conformità ai paragrafi 4, 5 e 6 dell'articolo 71 della direttiva (UE) 2024/1788 e all'articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 ed è anteriore alla approvazione e designazione come gestore di sistema di trasporto.

2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas avvia, entro un mese dalla data di entrata in vigore del presente decreto, la procedura di certificazione di ciascuna impresa proprietaria della rete di trasporto del gas naturale che alla medesima data agisce in qualità di gestore di un sistema di trasporto del gas naturale.

3. Successivamente e ove necessario l'Autorità per l'energia elettrica e il gas avvia le procedure di certificazione:

a) nei confronti dei gestori dei sistemi di trasporto che ne facciano richiesta;

b) di propria iniziativa quando venga a conoscenza del fatto che la prevista modifica dei diritti o dell'influenza nei confronti dei proprietari o dei gestori dei sistemi di trasporto rischia di determinare una violazione dell'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788 ovvero quando ha motivo di ritenere che tale violazione si sia già verificata;

c) su motivata richiesta della Commissione europea.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas deve concludere la procedura di cui al presente articolo con la propria decisione di certificazione, entro un termine di quattro mesi decorrenti dalla data della notificazione effettuata dal gestore del sistema di trasporto o dalla data della richiesta della Commissione europea. Decorso tale termine, la certificazione si intende accordata.

5. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas notifica senza indugio alla Commissione europea la decisione, espressa o intervenuta per silenzio-assenso, di certificazione del gestore del sistema di trasporto, unitamente alle informazioni rilevanti ai fini della decisione stessa. Tale decisione acquista efficacia dopo l'espressione del prescritto parere della Commissione europea. La Commissione esprime parere, secondo la procedura di cui all'articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789, entro due mesi dal ricevimento della notifica.

6. Entro due mesi dal ricevimento del parere della Commissione europea l'Autorità per l'energia elettrica e il gas assume la decisione finale di certificazione tenendo conto del parere stesso.

7. Le imprese proprietarie di un sistema di trasporto certificate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono autorizzate all'attività di trasporto e designate dal Ministero dello sviluppo economico quali gestori dei sistemi di trasporto. Tale designazione è notificata alla Commissione europea e pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea.

8. I gestori di sistemi di trasporto notificano all'Autorità per l'energia elettrica e il gas tutte le transazioni previste che possano richiedere un riesame della loro osservanza delle prescrizioni di cui all'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788.

9. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Commissione europea, garantendo la segretezza delle informazioni commercialmente sensibili, possono chiedere ai gestori dei sistemi di trasporto ed alle imprese che esercitano attività di produzione o di fornitura le informazioni pertinenti ai fini dell'esercizio dei poteri ad esse conferiti dal presente articolo.

10. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico sono stabiliti i criteri per la certificazione del gestore di un sistema di trasporto nel caso in cui un soggetto di un Paese non appartenente all'Unione europea ne acquisisca il controllo, in base ai quali l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è tenuta ad adottare una decisione di certificazione. Il predetto decreto deve garantire che il rilascio della certificazione non metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Italia e dell'Unione europea e che siano rispettati i diritti e gli obblighi derivanti dal diritto internazionale e da accordi con il Paese terzo interessato purché conformi al diritto comunitario.

10-bis. Nei casi di cui al comma 10, qualora la certificazione sia richiesta da un proprietario del sistema di trasporto o da un gestore del sistema di trasporto che sia controllato da una persona di un paese terzo, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) lo notifica alla Commissione europea, unitamente a qualsiasi altra circostanza che abbia tale medesimo effetto. Il gestore del sistema di trasporto notifica all'ARERA qualsiasi circostanza che abbia come risultato l'acquisizione del controllo del sistema di trasporto, del gestore del sistema di trasporto, della rete di trasporto dell'idrogeno o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno da parte di un soggetto di un paese terzo.

L'ARERA adotta un progetto di decisione relativa alla certificazione del gestore del sistema di trasporto o del gestore della rete di trasporto dell'idrogeno entro cento giorni lavorativi a decorrere dalla data della notifica effettuata dal gestore stesso. Essa rifiuta la certificazione se non è stato dimostrato:

a) che l'interessato ottempera agli obblighi di cui all'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 e

b) che il rilascio della certificazione non metterà a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico o gli interessi essenziali nazionali e dell'Unione europea in materia di sicurezza; nell'esaminare la questione l'ARERA, sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, tiene conto:

1) dei diritti e obblighi dell'Unione europea in relazione a tali paesi terzi che discendono dal diritto internazionale, incluso un accordo concluso con uno o più paesi terzi di cui l'Unione europea è parte e che tratta le questioni della sicurezza dell'approvvigionamento energetico;

2) dei diritti e obblighi in relazione a tale paese terzo che discendono da accordi conclusi con esso, nella misura in cui sono conformi al diritto dell'Unione europea;

3) della proprietà, della fornitura o di altri rapporti commerciali che potrebbero incidere negativamente sugli incentivi e sulla capacità del proprietario del sistema di trasporto, del gestore del sistema di trasporto di consegnare gas naturale al Paese o all'Unione europea;

4) di altri fatti e circostanze specifici del caso e del paese interessato.

L'ARERA notifica tempestivamente la propria decisione preliminare alla Commissione europea, unitamente a tutte le informazioni rilevanti ai fini della decisione stessa. La decisione relativa alla certificazione è subordinata al previo parere della Commissione europea se l'entità interessata ottempera alle prescrizioni di cui all'articolo 60 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 e se il rilascio della certificazione metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione europea. L'ARERA dispone di un termine di cinquanta giorni lavorativi dalla scadenza del periodo di rilascio del parere della Commissione per adottare la decisione definitiva relativa alla certificazione. La decisione definitiva tiene nella massima considerazione il parere della Commissione. È fatto salvo il diritto di rifiutare il rilascio della certificazione se questo mette a rischio la sicurezza del suo approvvigionamento energetico o la sicurezza dell'approvvigionamento energetico di un altro Stato membro. La decisione definitiva è pubblicata dall'ARERA sul proprio sito internet istituzionale unitamente al parere della Commissione. Qualora la decisione definitiva differisca dal parere della Commissione, la motivazione della stessa è resa altresì pubblica».

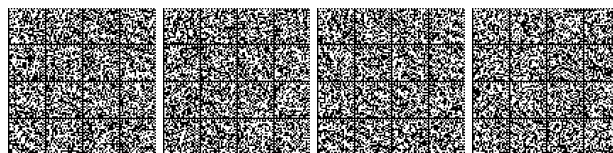
Note all'art. 24:

— Si riporta il testo dell'articolo 11 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 11. (Beni, apparecchiature, personale e identità del gestore di trasporto indipendente). — 1. Il gestore della rete di trasporto di gas naturale, di seguito anche Gestore, deve dotarsi di tutte le risorse umane, tecniche, strumentali e finanziarie necessarie per assolvere agli obblighi relativi all'attività di trasporto di gas naturale, ed in particolare deve disporre:

a) i beni necessari per l'attività di trasporto di gas naturale, compresa la rete di trasporto, che devono essere di proprietà del Gestore stesso;

b) il personale necessario per l'attività di trasporto di gas naturale, compresa l'effettuazione di tutti i compiti del Gestore. Tale personale deve essere assunto dal Gestore medesimo;



c) sono vietati il leasing di personale e la prestazione di servizi a favore o da parte di altre parti dell'impresa verticalmente integrata. Il Gestore può fornire servizi all'impresa verticalmente integrata a condizione che la fornitura di tali servizi non determini una discriminazione tra gli utenti del sistema e sia a disposizione di tutti gli utenti del sistema secondo le medesime modalità e condizioni e non limiti, distorca o impedisca la concorrenza in materia di produzione o di fornitura di gas naturale; le modalità e condizioni della fornitura dei servizi di cui al presente comma sono approvate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

d) fatte salve le decisioni dell'Organo di sorveglianza di cui all'articolo 14, le opportune risorse finanziarie necessarie per i progetti d'investimento futuri e per la sostituzione di beni esistenti incluse nel piano di cui all'articolo 16 sono messe a disposizione del Gestore a tempo debito dall'impresa verticalmente integrata a seguito di una opportuna richiesta da parte del Gestore.

2. L'attività di trasporto di gas naturale include, oltre a quelli elencati all'articolo 21, almeno i seguenti compiti:

a) la rappresentanza del Gestore e i contatti con i terzi e con le autorità di regolazione nazionali ed estere;

b) la rappresentanza del Gestore nell'ambito della Rete europea di gestori di sistemi di trasporto del gas naturale;

c) la concessione e la gestione dell'accesso al sistema del gas naturale a terzi in modo trasparente e non discriminatorio tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema stesso;

d) la riscossione di tutti i corrispettivi collegati al sistema di trasporto del gas naturale, compresi i corrispettivi per l'accesso, gli oneri di bilanciamento, i servizi ausiliari quali il trattamento del gas naturale e l'acquisto di servizi, tra cui i costi di bilanciamento e di compensazione delle perdite;

e) la gestione, la manutenzione e lo sviluppo di un sistema di trasporto del gas naturale sicuro, efficiente ed economico;

f) la programmazione degli investimenti per assicurare la capacità a lungo termine del sistema del gas naturale di soddisfare la domanda prevedibile e di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti;

g) la costituzione di appropriate imprese comuni, anche con uno o più gestori di sistemi di trasporto, borse dell'energia ed altri soggetti interessati, perseguendo l'obiettivo di sviluppare la creazione di mercati regionali interconnessi o agevolare il processo di liberalizzazione;

h) assicurare la fornitura di tutti i servizi, compresi i servizi giuridici, la contabilità e i servizi informatici e informativi.

3. Il Gestore è organizzato in una delle forme giuridiche contemplate all'allegato II della direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 giugno 2017, in conformità alle disposizioni del codice civile.

4. Al Gestore è fatto divieto di ingenerare confusione sulla sua identità, che deve essere mantenuta distinta da quella dell'impresa verticalmente integrata o di una parte di essa, sulla politica di comunicazione e di marchio nonché sulla sede dei propri uffici. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato vigila sull'applicazione del presente comma.

5. Al Gestore è fatto divieto di condividere sistemi e attrezzature informatici, locali e sistemi di accesso di sicurezza con ogni parte dell'impresa verticalmente integrata e di utilizzare gli stessi consulenti o contraenti esterni per sistemi e attrezzature informatici e sistemi di accesso di sicurezza.

6. I conti del Gestore sono controllati da un revisore contabile diverso da quello che controlla i conti dell'impresa verticalmente integrata o parte di essa».

Note all'art. 25:

— Si riporta il testo dell'articolo 12 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 12 (*Indipendenza del gestore di trasporto*). — 1. Fatte salve le decisioni dell'Organo di sorveglianza di cui all'articolo 14, il Gestore deve disporre:

a) di poteri decisionali effettivi e indipendenti dall'impresa verticalmente integrata per quanto riguarda i beni necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo del sistema di trasporto del gas naturale;

b) della capacità di raccogliere fondi sul mercato dei capitali, in particolare mediante operazioni di assunzione di prestiti o di aumento di capitale.

2. Il Gestore opera in modo da assicurarsi la disponibilità delle risorse necessarie per svolgere l'attività di trasporto in maniera corretta ed efficiente e sviluppare e mantenere un sistema di trasporto efficiente, sicuro ed economico.

3. Le filiali dell'impresa verticalmente integrata aventi funzioni di produzione o di fornitura non possono detenere una partecipazione azionaria diretta o indiretta nel Gestore. Quest'ultimo non può detenere una partecipazione azionaria diretta o indiretta in alcuna affiliata dell'impresa verticalmente integrata avente funzioni di produzione o di fornitura di gas naturale, né ricevere dividendi o qualsiasi altro vantaggio finanziario da tale affiliata o dall'impresa verticalmente integrata.

4. Lo Statuto, l'organizzazione, il funzionamento e la struttura di gestione del Gestore assicurano la sua effettiva indipendenza. L'impresa verticalmente integrata non deve determinare, direttamente o indirettamente, il comportamento concorrenziale del Gestore per quanto riguarda la gestione ordinaria compresa la gestione della rete di trasporto del gas naturale o le attività necessarie per l'elaborazione del piano decennale di sviluppo della medesima rete.

5. Nell'espletamento dei suoi compiti il Gestore non deve operare discriminazioni tra persone o entità diverse né limitare, distorcere o impedire la concorrenza nella produzione o nella fornitura di gas naturale.

6. Tutte le relazioni commerciali e finanziarie tra l'impresa verticalmente integrata e il Gestore, compresi i prestiti concessi da quest'ultimo dall'impresa verticalmente integrata, sono conformi alle condizioni di mercato. Il Gestore tiene registri particolareggiati di tali relazioni commerciali e finanziarie e su richiesta li mette a disposizione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Organo di sorveglianza.

7. Il Gestore sottopone all'approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas tutti gli accordi commerciali e finanziari conclusi con l'impresa verticalmente integrata.

8. Il Gestore informa l'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle risorse finanziarie, di cui all'articolo 11, comma 1, lettera d), disponibili per progetti d'investimento futuri o per la sostituzione di beni esistenti.

9. L'impresa verticalmente integrata si astiene da qualsiasi azione che impedisca al Gestore di ottemperare agli obblighi di cui al presente articolo o ne pregiudichi l'operato al riguardo e non impone al Gestore l'obbligo di richiedere autorizzazioni relative allo svolgimento dei propri compiti.

10. Un'impresa certificata conforme ai requisiti del presente articolo dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas è approvata e designata dal *Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica* come gestore del sistema di trasporto. A tal fine si applica la procedura di certificazione di cui all'articolo 71 della direttiva (UE) 2024/1788 e di cui all'articolo 3 del regolamento (CE) n. 715/2009 o di cui all'articolo 72 della direttiva (UE) 2024/1788.

10-bis. *Il gestore del sistema di trasporto rende pubbliche informazioni dettagliate riguardanti la qualità del gas naturale trasportato nelle sue reti, sulla base degli articoli 16 e 17 del regolamento (UE) 2015/703 della Commissione.*».

Note all'art. 26:

— Si riporta il testo dell'articolo 15 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 15. (*Programma di adempimenti e responsabile della conformità*). — 1. Il Gestore elabora ed attua un programma di adempimenti in cui sono esposte le misure adottate per assicurare che sia esclusa la possibilità di comportamenti discriminatori, e provvede a che sia adeguatamente controllata la conformità a tale programma. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti del Gestore per raggiungere tali obiettivi. Esso è subordinato all'approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il controllo indipendente della conformità, fatte salve le competenze in materia dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, è effettuato da un Responsabile della conformità.

2. Il Responsabile della conformità è nominato dall'Organo di sorveglianza, fatta salva l'approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La medesima Autorità può respingere la nomina del Responsabile della conformità solo per ragioni di mancanza di indipendenza o per motivi di incapacità professionale. Il Responsabile della conformità può essere una persona fisica o una persona giuridica. Al Responsabile della conformità si applicano le disposizioni dell'articolo 13, commi da 2 a 8.



3. Il Responsabile della conformità ha i seguenti compiti:

- a) controllare l'attuazione del programma di adempimenti;
- b) redigere una relazione annuale in cui sono presentate le misure adottate per attuare il programma di adempimenti e trasmetterla all'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- c) riferire all'Organo di sorveglianza e formulare raccomandazioni riguardanti il programma di adempimenti e la sua attuazione;
- d) notificare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas qualsiasi violazione sostanziale dell'attuazione del programma di adempimenti;
- e) riferire all'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito ad eventuali rapporti commerciali e finanziari tra l'impresa verticalmente integrata e il Gestore.

4. Il Responsabile della conformità trasmette all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le decisioni proposte riguardanti il piano di investimenti o gli investimenti autonomi nella rete di trasporto del gas naturale. La trasmissione è effettuata non oltre il momento in cui il competente organo di gestione o amministrativo del Gestore li trasmette all'Organo di sorveglianza.

5. Qualora l'impresa verticalmente integrata, nel corso dell'assemblea generale o tramite il voto dei membri dell'Organo di sorveglianza da essa nominati, abbia reso impossibile l'adozione di una decisione impedendo o ritardando in tal modo gli investimenti che, in base al piano decennale di sviluppo della rete, avrebbero dovuto essere eseguiti nei tre anni successivi, il Responsabile della conformità informa il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico adotta le misure di cui all'articolo 16.

6. Le condizioni che disciplinano il mandato o le condizioni di impiego del Responsabile della conformità, compresa la durata del suo mandato, sono soggette all'approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tali condizioni assicurano l'indipendenza del Responsabile della conformità, fornendogli tra l'altro le risorse necessarie per espletare i propri compiti. Nel corso del suo mandato, il Responsabile della conformità non deve detenere nessun'altra posizione o responsabilità di natura professionale né interessi, direttamente o indirettamente, in alcuna o con alcuna altra parte dell'impresa verticalmente integrata o con i suoi azionisti di controllo.

7. Il Responsabile della conformità fa regolarmente rapporto per iscritto all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e ha il diritto di riferire regolarmente per iscritto all'Organo di sorveglianza del Gestore.

8. Il Responsabile della conformità può presenziare a tutte le riunioni degli organi amministrativi di gestione del Gestore nonché a quelle dell'Organo di sorveglianza e all'assemblea generale. Inoltre il Responsabile della conformità presenzia a tutte le riunioni riguardanti i seguenti aspetti:

- a) le condizioni di accesso alla rete, quali definite nel regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, in particolare per quanto riguarda le tariffe, i servizi di accesso di terzi, l'assegnazione di capacità e la gestione delle congestioni, la trasparenza, il bilanciamento e i mercati secondari;
- b) i progetti avviati per gestire, mantenere e sviluppare la rete di trasporto, compresi gli investimenti per l'interconnessione e la connessione;
- c) le operazioni di acquisto o vendita di gas naturale di energia elettrica necessarie per la gestione del sistema di trasporto.

9. Il Responsabile della conformità verifica che il Gestore ottemperi all'articolo 40 della direttiva (UE) n. 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024.

10. Il Responsabile della conformità ha accesso a tutti i pertinenti dati e agli uffici del Gestore, nonché ad ogni informazione necessaria per adempiere alle sue mansioni.

11. Previo accordo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, l'Organo di sorveglianza può licenziare il Responsabile della conformità, in particolare per ragioni di mancanza di indipendenza o per motivi di incapacità professionale, su richiesta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

12. Il Responsabile della conformità ha accesso agli uffici del Gestore senza necessità di preavviso.».

Note all'art. 28:

— Si riporta il testo dell'articolo 17 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 17. (*Gestore di sistemi indipendente*). — 1. Entro il 3 gennaio 2012 le imprese proprietarie di reti di trasporto del gas naturale di cui all'articolo 10, comma 1, lettera b), ove intendano avvalersi della possibilità ivi indicata, rivolgono istanza al Ministero dello sviluppo economico ai fini della designazione di un Gestore di sistema indipendente.

2. Il Ministero dello sviluppo economico verifica che il Gestore di sistema indipendente indicato:

- a) soddisfi le condizioni di cui all'articolo 11, comma 1, lettere b), c) e d);
- b) dimostri di disporre delle risorse finanziarie, tecniche, materiali ed umane necessarie per svolgere i compiti di cui all'articolo 10;
- c) si impegni a rispettare il piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 16;

d) dimostri di essere in grado di ottemperare agli obblighi impostigli dal regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, anche in ordine alla cooperazione con gli altri Gestori dei sistemi di trasporto a livello europeo e regionale;

e) dimostri che il proprietario del sistema di trasporto sia in grado di ottemperare agli obblighi di cui al comma 5.

3. Le imprese che sono state certificate dall'ARERA in quanto conformi alle disposizioni di cui all'articolo 72 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 e al comma 2 del presente articolo sono approvate e designate come gestori di sistemi indipendenti. Si applica il procedimento di certificazione di cui all'articolo 71 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 e all'articolo 14 del regolamento (UE) 2024/1789 o all'articolo 72 della direttiva (UE) 2024/1788. Il Ministero dello sviluppo economico trasmette le designazioni di cui al comma 1 alla Commissione europea per l'approvazione.

4. Ogni Gestore di sistemi indipendente è responsabile della concessione e della gestione dell'accesso dei terzi, compresa la riscossione dei corrispettivi per l'accesso e per la gestione e soluzione delle congestioni, ed è altresì responsabile del funzionamento, del mantenimento e dello sviluppo del sistema di trasporto, nonché della capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di gas naturale, tramite l'adeguata programmazione degli investimenti. Nello sviluppare il sistema di trasporto il Gestore di sistema indipendente è responsabile della programmazione, della progettazione e conseguente presentazione dell'istanza di autorizzazione, della costruzione e dell'entrata in servizio della nuova infrastruttura. A tal fine il Gestore di sistema indipendente agisce in qualità di gestore di sistema di trasporto. Il proprietario del sistema di trasporto non deve avere alcuna responsabilità nella concessione o nella gestione dell'accesso dei terzi o nella programmazione degli investimenti.

5. Il proprietario del sistema di trasporto è tenuto a:

a) fornire al Gestore di sistemi indipendente cooperazione e ausilio nell'espletamento dei suoi compiti e, in particolare, tutte le informazioni pertinenti;

b) finanziare gli investimenti decisi dal gestore di sistemi indipendente e approvati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ovvero dare il proprio assenso al finanziamento ad opera di altri soggetti interessati, compreso lo stesso gestore indipendente. I meccanismi di finanziamento necessari a tale scopo sono soggetti all'approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Prima di tale approvazione, la stessa Autorità consulta il proprietario del sistema di trasporto e altre parti interessate;

c) mantenere in proprio capo la responsabilità civile afferente le infrastrutture della rete, ad esclusione di quella collegata all'esercizio delle attività del Gestore di sistemi indipendente;

d) fornire le garanzie necessarie per facilitare il finanziamento di eventuali espansioni di rete, ad eccezione degli investimenti per i quali, ai sensi della lettera b), ha dato l'assenso a finanziamenti da parte di altri soggetti interessati, compreso il Gestore di sistemi indipendente.

6. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato, in cooperazione con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, controlla l'osservanza, da parte del proprietario del sistema di trasporto, degli obblighi di cui al comma 5.».



Note all'art. 29:

— Si riporta il testo dell'articolo 18 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 18. (*Separazione dei proprietari dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di stoccaggio*). — 1. Qualora sia stato nominato un Gestore di sistemi indipendente, un proprietario di un sistema di trasporto e un gestore di un sistema di stoccaggio che fanno parte di un'impresa verticalmente integrata devono essere indipendenti, almeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse al trasporto, alla distribuzione e allo stoccaggio.

1-bis. *I proprietari del sistema di trasporto e della rete di trasporto dell'idrogeno, qualora sia stato nominato un gestore di sistema indipendente o un gestore della rete di trasporto dell'idrogeno indipendente, e i gestori del sistema di stoccaggio del gas naturale o dell'impianto di stoccaggio dell'idrogeno, che fanno parte di un'impresa verticalmente integrata, devono essere indipendenti, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse al trasporto, alla distribuzione e allo stoccaggio di gas naturale e di idrogeno.*

2. Per garantire l'indipendenza del proprietario del sistema di trasporto e del gestore del sistema di stoccaggio di cui al comma 1, si applicano i seguenti criteri minimi:

a) i responsabili della direzione dell'impresa proprietaria del sistema di trasporto e del gestore del sistema di stoccaggio non devono far parte di strutture dell'impresa verticalmente integrata nel settore del gas naturale responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione quotidiana delle attività di produzione e fornitura di gas naturale;

b) devono essere adottate misure idonee ad assicurare che gli interessi professionali delle persone responsabili della direzione dell'impresa proprietaria del sistema di trasporto e del gestore del sistema di stoccaggio siano presi in considerazione in modo da consentire loro di agire in maniera indipendente;

c) il gestore dei sistemi di stoccaggio deve essere dotato di efficaci poteri decisionali, indipendenti dalle imprese di gas naturale integrate, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo degli impianti di stoccaggio. Tale disposizione non osta all'esistenza di appropriati meccanismi di coordinamento intesi a garantire la tutela dei diritti di vigilanza economica e amministrativa della società controllante per quanto riguarda la redditività degli investimenti della società controllata. La società controllante mantiene il diritto di approvare il piano finanziario annuale, o altro strumento equivalente, del gestore del sistema di stoccaggio e di introdurre limiti globali ai livelli di indebitamento della sua società controllata. Non è consentito alla società controllante di dare istruzioni né per quanto riguarda le operazioni giornaliere, né in relazione a singole decisioni concernenti la costruzione o il miglioramento degli impianti di stoccaggio che non eccedono i termini del piano finanziario approvato o di altro strumento equivalente;

d) il proprietario del sistema di trasporto e il gestore del sistema di stoccaggio predispongono un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori e garantire che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere tali obiettivi. La persona o l'organo responsabile del controllo del programma di adempimenti presenta ogni anno all'Autorità per l'energia elettrica e il gas una relazione sulle misure adottate, che viene pubblicata in forma adeguata a garantirne la conoscenza da parte dei soggetti interessati.”

Note all'art. 30:

— Si riporta il testo dell'articolo 21 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 21. (*Compiti dei gestori del sistema di trasporto, stoccaggio e GNL*). — 1. Il gestore di un sistema di trasporto, di stoccaggio o di un impianto di rigassificazione di gas naturale liquefatto è tenuto a:

a) gestire, mantenere e sviluppare o *dismettere*, a condizioni economicamente accettabili, impianti sicuri, affidabili ed efficienti, per garantire un mercato aperto, nel dovuto rispetto dell'ambiente e del clima e degli obblighi stabiliti nel regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, predisponendo mezzi adeguati a rispondere agli obblighi di servizio;

b) astenersi da discriminazioni tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore di imprese ad esso collegate;

c) fornire al gestore di ogni altro sistema di trasporto, stoccaggio o di rigassificazione di gas naturale liquefatto o di ogni altro sistema di distribuzione informazioni sufficienti per garantire che il trasporto e lo stoccaggio di gas naturale possano avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso;

d) fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie ad un efficiente accesso al sistema.

1-bis. *I gestori dei sistemi di trasporto cooperano con i gestori dei sistemi di distribuzione per garantire la partecipazione effettiva dei partecipanti al mercato collegati alla rete nei mercati al dettaglio, all'ingrosso e di bilanciamento. I gestori dei sistemi di trasporto assicurano una gestione efficiente della qualità del gas nei propri impianti, in linea con le norme applicabili in materia di qualità del gas.*

2. Ogni gestore del sistema di trasporto costruisce sufficiente capacità nei punti di connessione transfrontaliera per integrare l'infrastruttura europea di trasporto accogliendo tutte le richieste di capacità economicamente ragionevoli e tecnicamente fattibili e tenendo conto della sicurezza degli approvvigionamenti del gas naturale.

3. Le regole di bilanciamento del sistema di gas naturale, adottate dai gestori del sistema di trasporto di gas naturale, comprese le regole per addebitare agli utenti della rete lo sbilanciamento energetico, devono essere obiettive, trasparenti e non discriminatorie. Le condizioni di prestazione di questi servizi da parte dei gestori del sistema di trasporto, comprese le regole e le tariffe, sono stabilite in modo non discriminatorio e corrispondente ai costi, secondo criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e sono oggetto di pubblicazione da parte dei gestori.

4. I gestori del sistema di trasporto e stoccaggio acquisiscono il gas naturale e l'energia elettrica utilizzata per lo svolgimento delle proprie attività secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato.

5. I gestori di un sistema di trasporto, di stoccaggio o di un impianto di rigassificazione di gas naturale liquefatto sono tenuti al rispetto delle disposizioni in materia di trasparenza, di non discriminazione, di offerta dei servizi di accesso per i terzi alle capacità disponibili e di assegnazione delle capacità stesse, in particolare in regime di congestione, di cui al regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009.

6. I gestori dei gasdotti interconnessi, anche non direttamente, con reti appartenenti ad altri Stati membri adottano modalità di gestione delle reti tali da assicurare la gestione ottimale delle stesse, promuovere lo sviluppo degli scambi di gas naturale, e l'assegnazione congiunta delle capacità transfrontaliere.

6-bis. *I gestori dei sistemi di trasporto e stoccaggio del gas naturale e GNL cooperano, all'interno del Paese e a livello regionale, per garantire l'uso più efficiente delle capacità degli impianti e le sinergie tra questi ultimi, tenendo conto dell'integrità e del funzionamento dei sistemi ed evitando di creare vincoli per il funzionamento degli impianti GNL e di stoccaggio del gas naturale.*

7. Il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas promuovono la cooperazione fra i gestori transfrontalieri nelle aree geografiche interessate.»

Note all'art. 31:

— Si riporta il testo dell'articolo 23 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 23. (*Separazione dei gestori dei sistemi di distribuzione*).

— 1. Fermo restando quanto previsto dall'articolo 21, comma 2, del decreto legislativo n. 164 del 2000, le imprese di distribuzione del gas naturale che fanno parte di una impresa verticalmente integrata, devono essere indipendenti, sotto il profilo dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse alla distribuzione.

2. Nel caso le imprese di distribuzione del gas naturale di cui al comma 1 abbiano più di 100.000 clienti allacciati, si applicano i seguenti requisiti minimi:

a) i responsabili dell'amministrazione di un gestore del sistema di distribuzione non devono far parte di strutture societarie dell'impresa di gas naturale verticalmente integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione quotidiana delle attività di produzione, trasporto e fornitura di gas naturale;

b) devono essere adottate misure idonee ad assicurare che gli interessi professionali delle persone responsabili dell'amministrazione del gestore dell'impresa di distribuzione siano presi in considerazione in modo da consentire loro di agire in maniera indipendente;



c) il gestore del sistema di distribuzione deve disporre di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa di gas naturale integrata, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo della rete. Ai fini dello svolgimento di tali attività, il gestore del sistema di distribuzione deve disporre delle risorse necessarie, comprese le risorse umane, tecniche, finanziarie e materiali. Tale disposizione non impedisce l'esistenza di idonei meccanismi di coordinamento intesi a garantire la tutela dei diritti di vigilanza economica e amministrativa della società controllante per quanto riguarda la redditività degli investimenti nella società controllata. È consentito alla società controllante di approvare il piano finanziario annuale, o altro strumento equivalente, del gestore del sistema di distribuzione e di introdurre limiti globali ai livelli di indebitamento della società controllata. Non è consentito alla società controllante di dare istruzioni, né per quanto riguarda le operazioni giornaliere, né in relazione a singole decisioni concernenti la costruzione o il miglioramento delle linee di distribuzione, che non eccedano i termini del piano finanziario approvato o di qualsiasi strumento equivalente;

d) il gestore del sistema di distribuzione deve predisporre un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori, e garantire che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere tale obiettivo. La persona o l'organo responsabile del controllo del programma di adempimenti, il responsabile della conformità del gestore del sistema di distribuzione, presenta ogni anno all'Autorità per l'energia elettrica e il gas una relazione sulle misure adottate, che è pubblicata. Il responsabile della conformità del gestore del sistema di distribuzione è pienamente indipendente e deve poter accedere, per lo svolgimento dei suoi compiti, a tutte le informazioni necessarie in possesso del gestore del sistema di distribuzione e di ogni impresa collegata.

3. Ai gestori di sistemi di distribuzione verticalmente integrati è fatto divieto di creare confusione, nella loro politica di comunicazione e di marchio, circa l'identità distinta del ramo «fornitura» dell'impresa verticalmente integrata. A tal fine i gestori di cui al presente comma si conformano alle disposizioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas può adottare misure, anche tariffarie, per promuovere l'aggregazione dei distributori di gas naturale con meno di 50.000 clienti.

4-bis. *Le imprese che possiedono o sono responsabili dei sistemi di distribuzione di gas naturale designano, sulla base di una procedura trasparente, uno o più gestori dei sistemi di distribuzione di gas naturale e provvedono affinché tali gestori agiscano a norma degli articoli 44, 46, 47 e 50 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024.*

4-ter. *Le disposizioni di cui al comma 1 non ostano alla gestione di un sistema combinato di trasporto, stoccaggio del gas naturale o GNL o distribuzione del gas naturale, ovvero all'interno dei sistemi del gas naturale e dell'idrogeno, a condizione che il gestore ottemperi alle pertinenti disposizioni concernenti il regime di separazione gestori dei sistemi di trasporto di cui al capo IX della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024.*

Nota all'art. 32:

— Si riporta il testo dell'articolo 25 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 25. (Separazione della contabilità). — 1. Fermo restando quanto stabilito dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164 del 2000, le imprese del gas naturale sono tenute alla separazione contabile tra le attività di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale liquefatto, in base ai criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, conformemente alle disposizioni di cui all'articolo 75 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024.»

Nota all'art. 33:

— Si riporta il testo dell'articolo 26 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 26. (Trasparenza della contabilità). — 1. Le imprese di gas naturale consentono alle autorità competenti di accedere alla loro contabilità conformemente alle disposizioni di cui agli articoli 74 e 75 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, mantenendo comunque la riservatezza sulle informa-

zioni commercialmente sensibili. La divulgazione di tali informazioni è consentita solo qualora ciò sia necessario per consentire alle autorità competenti di svolgere le proprie funzioni.»

Nota all'art. 35:

— Si riporta il testo dell'articolo 42 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 42. (Obiettivi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas). — 1. Nel quadro dei compiti e delle funzioni attribuiti dalla vigente normativa, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas adotta tutte le misure ragionevoli e idonee al perseguimento delle seguenti finalità, che integrano quelle previste dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, in stretta consultazione con le altre autorità nazionali competenti, inclusa l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e, se del caso, le pertinenti autorità degli Stati membri limitrofi e dei paesi limitrofi, fatte salve le rispettive competenze:

a) promuovere, in stretta cooperazione con l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia - ACER, con le autorità di regolamentazione degli altri Stati membri e con la Commissione europea, mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale, dei gas rinnovabili, dei gas a basse emissioni di carbonio e dell'idrogeno concorrenziali, flessibili, sicuri e ecologicamente sostenibili nell'Unione europea, nonché l'efficace apertura del mercato per tutti i clienti e i fornitori dell'Unione europea, oltre a garantire condizioni appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti del gas naturale e dell'idrogeno e far avanzare l'integrazione del sistema energetico, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine e contribuendo in tal modo all'applicazione coerente, efficiente ed efficace del diritto dell'Unione europea al fine di conseguire gli obiettivi dell'Unione europea in materia di clima ed energia;

a-bis) sviluppare mercati regionali transfrontalieri concorrenziali e adeguatamente funzionanti all'interno dell'Unione europea, allo scopo di conseguire gli obiettivi di cui alla precedente lettera a);

a-ter) eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica, gas naturale e idrogeno tra gli Stati membri, gas naturale e idrogeno e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere, per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali, nonché al fine di agevolare la circolazione dell'energia elettrica all'interno dell'Unione europea;

b) assicurare condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell'elettricità e del gas, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine;

c) contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi e tenendo conto del principio «l'efficienza energetica al primo posto», lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed efficienti orientati al consumatore e promuovere l'adeguatezza dei sistemi e, in linea con gli obiettivi generali in materia di politica energetica e climatica, l'efficienza energetica nonché l'integrazione della produzione su larga scala e su scala ridotta di energia elettrica e di gas da fonti rinnovabili e la produzione decentrata nelle reti di trasporto, di trasmissione e distribuzione, agevolandone il funzionamento in relazione ad altre reti energetiche dell'energia elettrica e del riscaldamento;

d) agevolare la connessione e l'accesso alla rete di nuove capacità di produzione e di generazione, in particolare eliminando gli ostacoli che potrebbero impedire la connessione e l'accesso di nuovi operatori nei mercati e l'immissione dell'energia elettrica e del gas e idrogeno da fonti di rinnovabili;

d-bis) assicurare che ai gestori e agli utenti dei sistemi di distribuzione e di trasmissione dell'energia elettrica, del gas e idrogeno da fonti rinnovabili siano offerti incentivi adeguati, a breve e a lungo termine, per migliorare l'efficienza, e soprattutto l'efficienza energetica, delle prestazioni dei sistemi, promuovendo l'integrazione dei mercati;

e) provvedere affinché i clienti beneficino del funzionamento efficiente del mercato nazionale, promuovere una concorrenza effettiva e contribuire a garantire la tutela dei consumatori in stretto coordinamento con le pertinenti autorità di tutela dei consumatori e in consultazione con i pertinenti organismi dei consumatori;

f) contribuire a conseguire un servizio pubblico di elevata qualità nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, contribuire alla tutela dei clienti vulnerabili anche in termini di condizioni economiche di fornitura di gas naturale loro applicate e alla compatibilità dei processi di scambio dei dati necessari per il cambio di fornitore da parte degli utenti;



f-bis) contribuire a definire, nel rispetto dei principi di economicità, trasparenza e di massima salvaguardia dei clienti idonei, la copertura economica degli accordi di solidarietà previsti nel piano di emergenza in attuazione degli articoli 8 e 13 del regolamento (UE) 2017/1938, comprese le disposizioni che consentono il calcolo dell'equa compensazione di almeno tutti i costi pertinenti e ragionevoli sostenuti nel prestare solidarietà, come previsto dall'articolo 13, paragrafo 10, del medesimo regolamento.».

Note all'art. 36:

— Si riporta il testo dell'articolo 43 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 43. *(Ulteriori compiti e poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas)*. — 1. Ferme restando le competenze attribuite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi della normativa vigente, l'Autorità medesima svolge altresì i compiti e le funzioni indicati ai commi successivi.

2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas garantisce:

a) l'applicazione effettiva, da parte degli esercenti i servizi, delle misure di tutela dei consumatori, incluse quelle indicate all'Allegato I alla direttiva 2009/72/CE e alla direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, in particolare, valutando l'esistenza di ostacoli che impediscano ai clienti di esercitare i loro diritti, quali il cambio di fornitore, la risoluzione del contratto e l'accesso a meccanismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie;

b) l'accesso ai dati del consumo dei clienti, la messa a disposizione di un formato armonizzato facilmente comprensibile per i dati relativi ai consumi e il rapido accesso di tutti i clienti ai dati di cui al paragrafo 1, lettera h), dell'Allegato I alla direttiva 2009/72/CE e alla direttiva (UE) 2024/1788;

c) garantisce che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione e, se necessario, i proprietari dei rispettivi sistemi e i gestori delle reti dell'idrogeno, nonché qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale o altro partecipante al mercato dell'energia, ottemperino agli obblighi che ad essi incombono ai sensi della normativa nazionale vigente, dei regolamenti (UE) 2024/1789 e 2019/943 e del regolamento (CE) n. 715/2009, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943 e degli articoli 70, 71 e 72 del regolamento (UE) 2024/1789, del regolamento (UE) 2017/1938, nonché di tutte le altre disposizioni di diritto dell'Unione europea, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché in forza delle decisioni dell'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER);

c-bis) disciplina la deroga all'obbligo di ridispatchamento degli impianti di generazione, dello stoccaggio dell'energia e della gestione della domanda, in base al criterio di mercato di cui all'articolo 13, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2019/943;

c-ter) in stretto coordinamento con le altre autorità di regolazione nazionali, garantisce che la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'energia elettrica (ENTSO-E), il gas (ENTSO-G), l'idrogeno (ENNOH) e l'ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione dell'UE (EU DSO) ottemperino agli obblighi che ad essi incombono alla stregua della normativa nazionale vigente, del regolamento (UE) 2024/1789, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli da 70 a 74 del regolamento (UE) 2024/1789 e delle pertinenti disposizioni di diritto dell'Unione europea, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché in forza delle decisioni assunte dall'ACER;

c-quater) individua congiuntamente alle altre autorità di regolazione europee l'inadempimento, da parte dell'ENTSO-E, di ENTSG, dell'EU DSO e dell'ENNOH, dei rispettivi obblighi, tenuto conto che se le autorità di regolazione non sono in grado di raggiungere un accordo entro un termine di quattro mesi dall'inizio delle consultazioni al fine di individuare congiuntamente l'inadempimento, la questione è deferita all'ACER per una decisione, a norma dell'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942;

c-quinquies) disciplina l'applicazione dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 70 a 74 del regolamento (UE) 2024/1789, mediante misure nazionali o, se richiesto, adottando misure coordinate a livello regionale o di Unione europea;

c-sexies) coopera con le autorità di regolazione degli Stati membri interessati, nonché con l'ACER, sulle questioni transfrontaliere, in particolare attraverso la partecipazione ai lavori del comitato dei regolatori dell'ACER, ai sensi dell'articolo 21 del regolamento (UE) 2019/942;

c-septies) osserva e attua le pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti della Commissione europea e dell'ACER;

c-octies) provvede affinché i gestori dei sistemi di trasmissione mettano a disposizione le capacità di interconnessione nella misura massima, a norma dell'articolo 16 del regolamento (UE) 2019/943;72

c-novies) congiuntamente alle altre autorità di regolazione nazionali interessate:

1. approva i costi connessi alle attività dei Centri di coordinamento regionali che sono a carico dei gestori dei sistemi di trasmissione, purché tali costi siano ragionevoli e appropriati, assicurandosi che i Centri di coordinamento regionali dispongano di tutte le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie necessarie per assolvere gli obblighi derivanti dalla legge e per svolgere i loro compiti in modo indipendente e imparziale;

2. propone eventuali compiti e poteri supplementari da attribuire ai Centri di coordinamento regionali;

3. individua l'inadempimento, da parte dei centri di coordinamento regionali, dei rispettivi obblighi, adottando decisioni vincolanti per gli stessi; se le autorità di regolazione non sono in grado di raggiungere un accordo entro un termine di quattro mesi dall'inizio delle consultazioni con le altre autorità, al fine di individuare congiuntamente l'inadempimento, la questione è deferita all'ACER per la decisione a norma dell'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942;

4. controlla l'esecuzione dei compiti di coordinamento e ne riferisce annualmente all'ACER, conformemente all'articolo 46 del regolamento (UE) 2019/943;

5. può richiedere, anche come iniziativa autonoma, informazioni ai centri di coordinamento regionali;

c-decies) monitora e valuta le prestazioni dei Gestori dei sistemi di trasmissione e dei Gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente funzionale all'integrazione di energia da fonti rinnovabili per il perseguimento degli obiettivi definiti nel PNIEC, sulla base di una serie limitata di indicatori e pubblica ogni due anni una relazione nazionale che contenga raccomandazioni;

c-undecies) monitora l'eliminazione degli ostacoli e delle restrizioni ingiustificati allo sviluppo del consumo di energia elettrica autoprodotta, della condivisione dell'energia, delle comunità di energia rinnovabile e delle comunità energetiche dei cittadini, compresi gli ostacoli e le restrizioni che impediscono la connessione di sistemi di generazione dell'energia distribuita flessibili entro un termine ragionevole;

c-duodecies) assicura che ai gestori dei sistemi, compresi i gestori delle reti dell'idrogeno, e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati per migliorare l'efficienza energetica delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate;

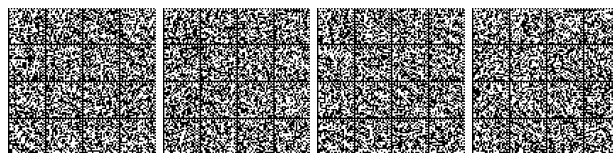
c-terdecies) pubblica e aggiorna con continuità le previsioni di fabbisogno di medio e lungo termine relative alle tariffe applicate agli utenti di energia elettrica e gas, con particolare riguardo agli oneri di rete e di dispatchamento.

c-quaterdecies) garantisce un processo aperto, trasparente, efficace ed inclusivo per predisporre il piano nazionale di sviluppo della rete in linea con le prescrizioni dell'articolo 55 della direttiva (UE) 2027/1788 il piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno in linea con le prescrizioni dell'articolo 56 e, se del caso, il piano di dismissione della rete in linea con le prescrizioni dell'articolo 57 della medesima direttiva;

c-quinquiesdecies) approva e modifica i piani di sviluppo della rete di cui all'articolo 55 e, se del caso, all'articolo 57 della direttiva (UE) 2024/1788;

c-sexiesdecies) procede all'esame e, se del caso, chiede modifiche del piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno di cui all'articolo 56, paragrafo 4, della direttiva (UE) 2024/1788;

c-septiesdecies) definisce gli orientamenti di cui all'articolo 57, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2024/1788 che forniscono criteri e metodologie per un approccio strutturale alla dismissione di parti della rete di distribuzione del gas naturale, tenendo conto dei costi di dismissione e del caso specifico degli attivi che potrebbero comportare



la dismissione prima della fine del loro ciclo di vita originariamente previsto, nonché fornire orientamenti per quanto riguarda la fissazione delle tariffe in tali casi;

c-duodevices) monitora l'eliminazione degli ostacoli e delle restrizioni ingiustificati allo sviluppo del consumo di gas naturale rinnovabile autoprodotti;

c-undevices) svolge qualsiasi altro compito conferito a norma della direttiva (UE) 2024/1788 e del regolamento (UE) 2024/1789;

c-vicies) esercita i poteri seguenti:

1) fissa e approva, con sufficiente anticipo rispetto alla loro entrata in vigore, quantomeno le metodologie usate per calcolare o stabilire le condizioni per la prestazione di servizi di bilanciamento, che devono essere svolti nel modo più economico, fornisce incentivi adeguati agli utenti della rete per bilanciare l'immissione e il prelievo di energia, in modo equo e non discriminatorio, e basarsi su criteri obiettivi;

2) approva e monitora gli oneri specifici ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2024/1789;

c-vicies semel) controlla la gestione della congestione all'interno delle reti di trasporto e delle reti di trasporto dell'idrogeno nazionali, compresi gli interconnettori e gli interconnettori di idrogeno, e l'attuazione delle norme di gestione della congestione. A tal fine, i gestori dei sistemi di trasporto, i gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno o gli operatori di mercato presentano all'autorità le loro procedure di gestione della congestione, inclusa l'allocazione della capacità, che se del caso può chiedere la modifica di tali regole.

2-bis. In attuazione dell'allegato I, punto 1, lettera j), della direttiva 2009/72/CE e della direttiva 2009/73/CE, i consumatori ricevono un conguaglio definitivo a seguito di un eventuale cambio del fornitore di energia elettrica o di gas naturale non oltre sei settimane dopo aver effettuato il cambio di fornitore.

2-ter. L'Autorità approva gli scenari comuni per il piano decennale comune di sviluppo della rete del gas e dell'idrogeno conformemente all'articolo 55, paragrafo 2, lettera f), della direttiva (UE) 2024/1788.

3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas vigila:

a) sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di trasporto e dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno, e fornisce, nella relazione annuale, un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasporto e dei gestori delle reti di trasporto dell'idrogeno sotto il profilo della loro conformità con i piani di sviluppo della rete a livello dell'Unione europea di cui agli articoli 32 e 60 del regolamento (UE) 2024/1789, comprendente le raccomandazioni per la modifica di tali programmi di investimento;

b) sull'applicazione delle norme che disciplinano funzioni e responsabilità dei gestori dei sistemi di trasmissione, dei gestori dei sistemi di trasporto, dei gestori dei sistemi di distribuzione, dei fornitori, dei clienti e di altri soggetti partecipanti al mercato ai sensi del regolamento (CE) n. 714/2009 e del regolamento (CE) n. 715/2009;

c) sull'applicazione, da parte degli operatori, delle misure di salvaguardia adottate dal Ministero dello sviluppo economico di cui all'articolo 42 della direttiva 2009/72/CE e di cui all'articolo 46 della direttiva 2009/73/CE.

c-bis) sul tempo impiegato dai gestori dei sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale o dai gestori delle reti dell'idrogeno per effettuare connessioni e riparazioni, comprese le richieste di connessione alla rete da parte degli impianti di produzione di biometano.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas monitora:

a) il grado e l'efficacia di apertura dei mercati all'ingrosso e al dettaglio, compresi le borse dell'energia elettrica e del gas naturale e dell'idrogeno, i prezzi fatturati ai clienti civili inclusi i sistemi di prepagamento e gli anticipi, la percentuale dei clienti che cambiano fornitore, la percentuale delle disattivazioni, le spese per i servizi di manutenzione e per la loro esecuzione; la trasparenza delle offerte, le impennate dei prezzi e il loro impatto sui prezzi al dettaglio e al consumo, il rapporto tra i prezzi per i clienti civili e i prezzi all'ingrosso, i reclami dei clienti civili e le eventuali distorsioni o restrizioni della concorrenza, comunicando in particolare ogni informazione pertinente all'attenzione delle autorità garanti della concorrenza e deferendo alle stesse tutti i casi che essa ritenga di loro competenza, in particolare per quanto riguarda i clienti vulnerabili e i clienti in condizioni di povertà energetica;

b) la sussistenza di pratiche contrattuali restrittive, comprese le clausole di esclusiva, che possono impedire ai grandi clienti non civili di impegnarsi simultaneamente con più di un fornitore o limitare la loro scelta in tal senso, e, se del caso, informare l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) in merito a tali pratiche;

c) la cooperazione tecnica tra operatori dei sistemi di trasmissione degli Stati membri dell'Unione europea, nonché dei Paesi terzi.

c-bis) l'evoluzione della qualità del gas e della relativa gestione a opera dei gestori dei sistemi di trasporto e, se del caso, dei gestori dei sistemi di distribuzione, ivi compreso il monitoraggio dell'andamento dei costi connessi alla gestione della qualità del gas a opera dei gestori dei sistemi e gli sviluppi legati alla miscelazione e alla demiscelazione di idrogeno nel sistema del gas naturale a opera dei gestori dei sistemi di stoccaggio del gas naturale e dei gestori degli impianti GNL;

c-ter) l'evoluzione della qualità dell'idrogeno e della relativa gestione a opera dei gestori delle reti dell'idrogeno, se del caso, come previsto all'articolo 50, ivi compreso il monitoraggio dell'andamento dei costi connessi alla gestione della qualità dell'idrogeno;

c-quater) affinché sia rispettata la libertà contrattuale per quanto concerne i contratti a lungo termine, a condizione che siano conformi al diritto dell'Unione europea, siano coerenti con le politiche dell'Unione europea e contribuiscano al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, purché per la fornitura di gas di origine fossile non soggetto ad abbattimento non siano stipulati contratti a lungo termine la cui durata si protragga oltre il 31 dicembre 2049;

c-quinques) sul livello di trasparenza, anche dei prezzi all'ingrosso, e garantisce l'osservanza, da parte delle imprese di gas naturale e di idrogeno, degli obblighi in materia di trasparenza.

4-bis. Nelle ipotesi in cui la legge prevede un potere dell'ARERA di verificare le tariffe ovvero le metodologie di calcolo delle tariffe richieste dal gestore della distribuzione ovvero dal gestore della rete di trasmissione nazionale, la medesima Autorità può fissare, in caso di ritardo, tariffe o metodologie provvisorie, pubblicandole sul proprio sito web e prevedendo misure compensatorie nell'ipotesi in cui le tariffe ovvero le metodologie definitivamente stabilite dal gestore della distribuzione o della trasmissione si discostino da quelle stabilite in via provvisoria.

4-ter. L'ARERA provvede affinché siano esclusi i sussidi incrociati fra attività di trasporto, distribuzione, trasporto dell'idrogeno, stoccaggio di gas naturale e idrogeno, terminali di idrogeno e GNL e fornitura di gas naturale e idrogeno, fermo restando l'articolo 5, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2024/1789.

5. Al fine dell'efficace svolgimento dei propri compiti, ivi compresi quelli operativi, ispettivi, di vigilanza e monitoraggio, l'ARERA può effettuare indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e dell'idrogeno, nonché adottare e imporre i provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento dei mercati. In funzione della promozione della concorrenza, l'Autorità può in particolare adottare misure temporanee di regolazione asimmetrica.

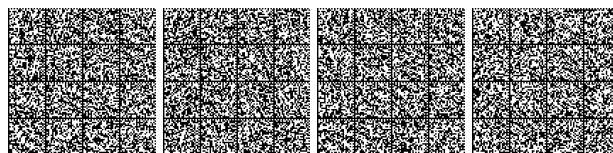
6. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas trasmette alle Autorità di regolazione competenti degli Stati membri dell'Unione europea, all'ACER e alla Commissione europea la relazione annuale di cui all'articolo 2, comma 12, lettera i), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Nella relazione annuale medesima, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, oltre a descrivere le iniziative assunte e i risultati conseguiti in ordine ai propri compiti, fornisce un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione e di trasporto sotto il profilo della loro conformità di sviluppo della rete a livello comunitario di cui all'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del regolamento (CE) n. 714/2009 e del regolamento (CE) n. 715/2009. Tale analisi può includere raccomandazioni per la modifica dei predetti piani di investimento.

7. All'attuazione del presente articolo l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.».

Note all'art. 37:

— Si riporta il testo dell'articolo 44 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 44. (Reclami).— 1. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente decide sui reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio di gas naturale, di un sistema GNL o di distribuzione, nonché ai gestori degli impianti di stoc-



caggio e dei terminali dell'idrogeno e ai gestori delle reti dell'idrogeno, per quanto concerne gli obblighi a tali gestori imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale e dell'idrogeno. Se necessario, l'Autorità può chiedere ai gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, di stoccaggio del gas naturale, di GNL e di distribuzione, nonché ai gestori degli impianti di stoccaggio e dei terminali dell'idrogeno e ai gestori delle reti dell'idrogeno, di modificare le condizioni e le modalità, comprese le tariffe e le metodologie di calcolo, in modo che queste siano proporzionate e che siano applicate in modo non discriminatorio.

2. La decisione sui reclami di cui al comma 1 deve essere adottata entro due mesi dalla ricezione del reclamo. Tale termine può essere prorogato di non oltre due mesi qualora l'Autorità per l'energia elettrica e il gas richieda ulteriori informazioni alle parti interessate. Con il consenso del soggetto che ha presentato il reclamo, il termine medesimo può essere ulteriormente prorogato, in ogni caso, per un periodo non più lungo di ulteriori due mesi.

2-bis. Nei casi in cui la legge attribuisce all'ARERA il potere di valutare le tariffe o le metodologie di calcolo delle tariffe richieste dal gestore della distribuzione ovvero dal gestore della rete di trasmissione nazionale, i partecipanti al mercato possono proporre reclamo avverso le relative decisioni dinanzi all'Autorità stessa, entro trenta giorni dalla pubblicazione della decisione ovvero della proposta di decisione. L'Autorità decide il reclamo entro trenta giorni dal ricevimento del reclamo. Il reclamo non produce alcun effetto sospensivo.

2-ter. Le decisioni sui reclami di cui ai due commi precedenti sono pubblicate in un'apposita sezione del sito web dell'ARERA, ferma la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana specifiche direttive per la disciplina, ai sensi dell'articolo 2, comma 24, lettera b), della legge 14 novembre 1995, n. 481, delle procedure di risoluzione delle controversie di cui al comma precedente. La partecipazione delle imprese elettriche alle procedure di risoluzione delle controversie di cui al presente comma è obbligatoria.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas assicura il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica avvalendosi dell'Acquirente unico Spa e vigila affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.»

Note all'art. 38:

— Si riporta il testo dell'articolo 45 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 45. (Poteri sanzionatori). — 1. Fermo restando quanto previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga sanzioni amministrative pecuniarie alle imprese di gas naturale e di idrogeno in caso di inosservanza delle prescrizioni e degli obblighi previsti dalla direttiva (UE) 2024/1788, dal regolamento (UE) 2024/1789 e dalle seguenti disposizioni:

a) articoli 13, 14, 15, 16 e 20 e allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 e degli articoli 36, comma 3, 38, commi 1 e 2, e 41 del presente decreto;

b) articoli 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 e 22 e allegato I del regolamento (CE) n. 715/2009 e degli articoli 4, 8, commi 4 e 5, dell'articolo 10, commi 1 e 3, e degli articoli 11, 12, 13, 14, 15, 16, comma 8, 17, commi 4 e 5, 18, 19, 23 e 26 del presente decreto, nonché l'articolo 20, commi 5-bis e 5-ter del decreto legislativo n. 164 del 2000, e l'articolo 7, comma 5, del decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21.

2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga altresì sanzioni amministrative pecuniarie in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima.

3. Entro trenta giorni dalla notifica dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, l'impresa destinataria può presentare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati. L'Autorità medesima, valutata l'idoneità di tali impegni, può renderli obbligatori per l'impresa proponente e concludere il procedimento sanzionatorio senza accertare l'infrazione. Qualora il procedimento sia stato avviato per accertare violazioni di decisioni dell'ACER, l'Autorità valuta l'idoneità degli eventuali impegni, sentita l'ACER. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas può riavviare il procedimento sanzionatorio qualora l'impresa contravvenga agli impegni assunti o la decisione si fondi su informazioni incomplete, inesatte o fuorvianti. In questi casi l'Autorità

per l'energia elettrica e il gas può irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria aumentata fino al doppio di quella che sarebbe stata irrogata in assenza di impegni.

4. Le sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico per violazioni delle disposizioni del presente decreto non possono essere inferiori, nel minimo, a 2.500 euro e non possono superare il 10 per cento del fatturato realizzato dall'impresa verticalmente integrata, o dal gestore di trasmissione, nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.

5. Ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas non si applica l'articolo 26 della legge 24 novembre 1981, n. 689. Per i procedimenti medesimi, il termine per la notifica degli estremi della violazione agli interessati residenti nel territorio della Repubblica, di cui all'articolo 14, comma 2, della legge 24 novembre 1981, n. 689, è di centottanta giorni.

6. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas disciplina, con proprio regolamento, nel rispetto della legislazione vigente in materia, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, i procedimenti sanzionatori di sua competenza, in modo da assicurare agli interessati la piena conoscenza degli atti istruttori, il contraddittorio in forma scritta e orale, la verbalizzazione e la separazione tra funzioni istruttorie e funzioni decisorie. Il regolamento disciplina altresì le modalità procedurali per la valutazione degli impegni di cui al comma 3 del presente articolo, nonché, i casi in cui, con l'accordo dell'impresa destinataria dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, possono essere adottate modalità procedurali semplificate di irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie.

6-bis. Nei casi di particolare urgenza l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può, d'ufficio, deliberare, con atto motivato, l'adozione di misure cautelari che assicurino il più utile e tempestivo perseguimento degli interessi tutelati, anche prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio avvalendosi, ove necessario, delle facoltà disciplinate dall'articolo 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

7. Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano ai procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas avviati successivamente all'entrata in vigore del presente decreto.

7-bis. In caso di violazione persistente da parte del Gestore degli obblighi su di esso incombenti ai sensi della direttiva 2009/73/CE, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assegna a un gestore di trasporto indipendente tutti o alcuni specifici compiti del Gestore.»

Note all'art. 39:

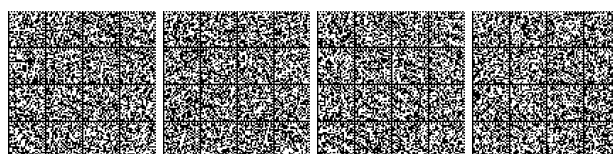
— Si riporta il testo dell'articolo 46 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 46. (Disposizioni in materia di rapporti istituzionali). — 1. Nell'osservanza delle rispettive competenze, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato collaborano tra loro e si prestano reciproca assistenza, anche al fine di assicurare la più efficace regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e dell'idrogeno in funzione della loro competitività e della tutela degli utenti.

2. I rapporti tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato sono informati al principio della leale cooperazione e si svolgono, in particolare, mediante istruttorie congiunte, segnalazioni e scambi di informazioni. Nello svolgimento di tali rapporti di reciproca collaborazione, non è opponibile il segreto d'ufficio. L'autorità che riceve le informazioni garantisce ad esse lo stesso grado di riservatezza prescritto dall'autorità che le comunica.

3. Al fine dello svolgimento efficace e coordinato delle attività e delle funzioni di cui ai commi 1 e 2, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato stipulano tra loro appositi protocolli d'intesa.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas coopera con l'ACER, con le autorità di regolazione degli altri Stati membri e con la Commissione europea al fine di promuovere mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale concorrenziali, sicuri e ecologicamente sostenibili, nonché l'efficace apertura dei mercati per tutti i clienti e i fornitori, e garantire condizioni appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti energetiche.



5. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas coopera con le autorità di regolazione e le Amministrazioni competenti degli altri Stati membri, nonché con l'ACER in ordine alle questioni transfrontaliere.

6. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas coopera con le autorità di regolazione degli altri Stati membri dell'Unione europea, in particolare al fine di:

a) promuovere soluzioni pratiche intese a consentire una gestione ottimale delle reti, promuovere le borse dell'energia elettrica e del gas naturale e l'assegnazione di capacità transfrontaliere, nonché consentire un adeguato livello minimo di capacità di interconnessione, anche attraverso nuove interconnessioni, per rendere possibile lo sviluppo di una concorrenza effettiva e il miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento, senza discriminazioni tra le imprese fornitrici nei diversi Stati membri;

b) coordinare lo sviluppo di tutti i codici di rete per i gestori dei sistemi di trasporto interessati e gli altri operatori di mercato;

c) coordinare lo sviluppo delle norme che disciplinano la gestione delle congestioni.

c-bis) assicurare l'osservanza della normativa da parte dei soggetti giuridici che espletano i compiti dei gestori di trasporto e dei gestori delle reti a livello transfrontaliero o regionale.

7. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas promuove la stipula di accordi di collaborazione con le altre autorità nazionali di regolamentazione, al fine di promuovere la cooperazione in ambito regolamentare.

7-bis. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente può consultare le pertinenti autorità dei paesi terzi, segnatamente quelle delle parti contraenti della Comunità dell'energia, dopo aver consultato le autorità di regolazione degli altri Stati membri interessati, e cooperare con esse relativamente all'esercizio dell'infrastruttura del gas e dell'idrogeno da e verso i paesi terzi al fine di garantire, per quanto concerne l'infrastruttura interessata, la coerente applicazione della direttiva (UE) 2024/1788, nel territorio e nelle acque territoriali italiane.»

Note all'art. 40:

— Si riporta il testo dell'articolo 46-quater del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 46-quater (Procedura di abilitazione). — 1. Fatta salva la ripartizione della competenza tra l'Unione europea e gli Stati membri, gli accordi esistenti relativi all'esercizio di un interconnettore o di una rete di gasdotti di coltivazione conclusi tra l'Italia e un paese terzo sono mantenuti in vigore fino all'entrata in vigore di un accordo tra l'Unione e lo stesso paese terzo o fino all'applicazione della procedura di cui ai commi successivi.

2. Fatta salva la ripartizione della competenza tra l'Unione europea e gli Stati membri, qualora l'Italia intenda avviare un negoziato con un paese terzo per modificare, prorogare, adattare, rinnovare o concludere un accordo relativo all'esercizio di un interconnettore con un paese terzo su questioni che rientrano, in tutto o in parte, nell'ambito di applicazione della direttiva (UE) 2024/1788, il Ministero dello sviluppo economico notifica tale intendimento alla Commissione, allegando la documentazione pertinente e indicando le disposizioni che saranno oggetto dei negoziati o da rinegoziare, gli obiettivi dei negoziati, nonché qualsiasi altra informazione pertinente, almeno cinque mesi prima dell'avvio dei negoziati, ai fini della valutazione di cui all'articolo 89, paragrafi da 3 a 15, della direttiva (UE) 2024/1788;

3. Una volta ricevuta l'autorizzazione ad avviare i negoziati da parte della Commissione europea a seguito della notifica di cui al comma 2, il Ministero dello sviluppo economico avvia i negoziati per modificare, prorogare, adattare, rinnovare o concludere un accordo con un paese terzo e tiene conto di eventuali orientamenti forniti dalla Commissione e di eventuali richieste di inserimento di clausole nell'accordo. Il Ministero dello sviluppo economico notifica alla Commissione europea i risultati del negoziato e trasmette il testo dell'accordo ai fini della autorizzazione alla firma e, qualora acquisita tale autorizzazione nei termini di cui all'articolo 89 della direttiva (UE) 2024/1788, notifica alla Commissione la conclusione e l'entrata in vigore dell'accordo, nonché ogni successiva modifica allo status di tale accordo.»

Note all'art. 41:

— Si riporta il testo dell'articolo 20 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 20. (Collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale). — 1. Le imprese che svolgono attività di trasporto e distribuzione di gas naturale sono tenute ad allacciare alla propria rete sia gli impianti di produzione di biometano realizzati ex novo sia quelli risultanti dalla riqualificazione di preesistenti impianti di produzione di biogas, secondo le regole stabilite dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambienti (ARERA).

2. Entro quarantacinque giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA aggiorna la propria regolazione relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi ai sensi del comma 1.

3. Gli atti di regolazione di cui al comma 2, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di funzionamento del sistema di trasporto e distribuzione di gas:

a) stabiliscono le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nelle reti;

b) prevedono la realizzazione, anche congiunta fra diversi operatori se ritenuto maggiormente efficiente sotto il profilo tecnico ovvero economico, dei necessari interventi di potenziamento della rete gas esistente per una maggiore integrazione tra le reti di trasporto e di distribuzione, tramite l'impiego di tecnologie per il superamento degli attuali limiti infrastrutturali di accettabilità del biometano nelle reti per favorire un ampio utilizzo del biometano; a tal fine, l'allacciamento non discriminatorio alla rete degli impianti di produzione di biometano di cui al comma 1 dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza, fermo restando che i costi associati allo sviluppo e all'adeguamento della rete esistente restano a carico degli operatori di rete;

c) definiscono le modalità di ripartizione dei costi, tra tutti i produttori che ne beneficiano, delle opere di connessione degli impianti di produzione di biometano alla rete gas; le modalità di ripartizione, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, tengono conto dei benefici che i produttori già connessi e quelli collegatisi successivamente traggono dalle connessioni;

d) stabiliscono, ai fini del perseguimento degli obiettivi legati alla transizione energetica individuati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), che una quota pari al 70 per cento dei costi degli investimenti di connessione alle reti di trasporto o di distribuzione e al 100 per cento dei costi relativi ai sistemi di misura di cui alla lettera h) e dei costi relativi alla compressione, siano attribuiti ai gestori dei sistemi di trasporto o di distribuzione in relazione alla soluzione di connessione individuata, mentre la restante parte, pari al 30 per cento, dei costi degli investimenti di connessione ricada in capo ai produttori;

e) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;

f) fissano le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento;

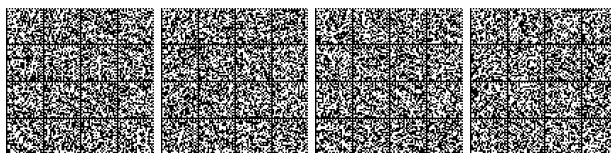
g) sottopongono a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;

h) definiscono un assetto dei sistemi di misura e di controllo della qualità funzionale a minimizzare i costi complessivi degli interventi da realizzare, garantendo il rispetto delle norme tecniche e delle esigenze di sicurezza delle reti di trasporto e di distribuzione;

i) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti;

l) prevedono procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dalla stessa ARERA, vincolanti fra le parti;

m) stabiliscono le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano sia improntata al criterio di allocazione dei costi su scala nazionale.



m-bis) stabiliscono che i costi e gli oneri di connessione tengano conto del principio "l'efficienza energetica al primo posto" applicabile allo sviluppo della rete a norma dell'articolo 3 e dell'articolo 27, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2023/1791;

m-ter) stabiliscono che i costi e gli oneri di connessione siano pubblicati nell'ambito delle procedure per la connessione di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabile e di gas a basse emissioni di carbonio al sistema di trasporto e distribuzione di cui agli articoli 41 e 45 della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, e a norma dell'articolo 20, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2018/2001;

m-quater) tengono conto dei principi di trasparenza e non discriminazione, della necessità di quadri finanziari stabili per gli investimenti esistenti, dello stato di avanzamento della diffusione del gas rinnovabile e del gas a basse emissioni di carbonio e dell'esistenza di meccanismi di sostegno alternativi per potenziare l'uso del gas rinnovabile o del gas a basse emissioni di carbonio, se del caso.»

Note all'art. 42:

— Si riporta il testo dell'articolo 2 del citato decreto legislativo n. 102 del 2014, come modificato dal presente decreto:

«Art. 2. (*Definizioni*). — 1. Ai fini del presente decreto, fatte salve le abrogazioni previste all'articolo 18, comma 1, lettera a), si applicano le definizioni di cui:

a) all'articolo 2 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e successive modificazioni;

b) all'articolo 2 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e successive modificazioni;

c) all'articolo 2, commi 1 e 2, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 e successive modificazioni;

d) al decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50; 14

d-bis) al decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

2. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

a) Accredia: organismo nazionale italiano di accreditamento, designato ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 dicembre 2009, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 20 del 26 gennaio 2010;

a-bis) aggregatore: un fornitore di servizi che, su richiesta, accorpa una pluralità di unità di consumo, ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, per venderli o metterli all'asta in mercati organizzati dell'energia;

b) ammodernamento sostanziale di un impianto: un ammodernamento il cui costo di investimento è superiore al 50% dei costi di investimento di una nuova analoga unità;

b-bis) audit energetico o diagnosi energetica: procedura sistematica finalizzata a ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati;

c) esperto in Gestione dell'energia (EGE): persona fisica certificata secondo la norma UNI CEI 11339 rilasciata da organismo accreditato che, tra l'altro, esegue diagnosi energetiche conformi alle norme UNI CEI EN 16247;

c-bis) auditor energetico: figura coincidente con quella dell'EGE per le attività previste dal presente decreto in relazione all'esecuzione di diagnosi energetiche;

d) CEI: comitato elettrotecnico italiano;

d-bis) cliente finale: cliente che acquista energia, anche sotto forma di vettore energetico, per uso proprio;

e) coefficiente di edificazione: rapporto tra la superficie lorda coperta degli immobili e la superficie del terreno di un determinato territorio;

f) condominio: edificio con almeno due unità immobiliari, di proprietà in via esclusiva di soggetti che sono anche comproprietari delle parti comuni;

g) consumo di energia finale: tutta l'energia fornita per l'industria, i trasporti, le famiglie, i servizi e l'agricoltura, con esclusione delle forniture al settore della trasformazione dell'energia e alle industrie energetiche stesse;

h) consumo di energia primaria: il consumo interno lordo di energia, ad esclusione degli usi non energetici;

i) contatore di fornitura: apparecchiatura di misura dell'energia consegnata. Il contatore di fornitura può essere individuale, nel caso in cui misuri il consumo di energia della singola unità immobiliare, o condominiale, nel caso in cui misuri l'energia, con l'esclusione di quella elettrica, consumata da una pluralità di unità immobiliari, come nel caso di un condominio o di un edificio polifunzionale;

l) contatore divisionale o individuale: apparecchiatura di misura del consumo di energia del singolo cliente finale;

m) conto termico: sistema di incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2012, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, pubblicato nel supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 1 del 2 gennaio 2013;

n) contratto di rendimento energetico o di prestazione energetica (EPC): accordo contrattuale tra il beneficiario o chi per esso esercita il potere negoziale e il fornitore di una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, verificata e monitorata durante l'intera durata del contratto, dove gli investimenti (lavori, forniture o servizi) realizzati sono pagati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente o di altri criteri di prestazione energetica concordati, quali i risparmi finanziari;

o) criteri ambientali minimi (CAM): criteri ambientali minimi per categorie di prodotto, adottati con decreto del Ministro dell'ambiente ai sensi del PAN GPP;

p) edificio polifunzionale: edificio destinato a scopi diversi e occupato da almeno due soggetti che devono ripartire tra loro la fattura dell'energia acquistata;

q) ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;

r) energia termica: calore per riscaldamento e/o raffreddamento, sia per uso industriale che civile;

s) energia: tutte le forme di prodotti energetici, combustibili, energia termica, energia rinnovabile, energia elettrica o qualsiasi altra forma di energia, come definiti all'articolo 2, lettera d), del regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento e del Consiglio del 22 ottobre 2008;

t) esercente l'attività di misura del gas naturale: soggetto che eroga l'attività di misura di cui all'articolo 4, comma 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico n. 11 del 2007, e successive modificazioni;

u) esercente l'attività di misura dell'energia elettrica: soggetto che eroga l'attività di misura di cui all'articolo 4, comma 6 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico n. 11 del 2007, e successive modificazioni;

v) grande impresa: ogni entità, a prescindere dalla forma giuridica, che eserciti un'attività economica con più di 250 occupati e con un fatturato annuo che superi i 50 milioni di euro, oppure il cui totale di bilancio annuo superi i 43 milioni di euro, i cui effettivi e soglie finanziarie sono calcolabili secondo i criteri e i principi stabiliti dalla raccomandazione 2003/362/CE della Commissione europea del 6 maggio 2003;

z) GSE: Gestore dei servizi energetici S.p.A.;

aa) immobili della pubblica amministrazione centrale: edifici o parti di edifici di proprietà della pubblica amministrazione centrale, e da essa occupati;

bb) interfaccia di comunicazione: dispositivo fisico o virtuale che permette la comunicazione fra due o più entità di tipo diverso;

cc) microimpresa, piccola impresa e media impresa o PMI: impresa che occupa meno di 250 persone, il cui fatturato annuo non supera i 50 milioni di euro o il cui totale di bilancio annuo non supera i 43 milioni di euro. Per le imprese per le quali non è stato approvato il primo bilancio ovvero, nel caso di imprese esonerate dalla tenuta della contabilità ordinaria o dalla redazione del bilancio, o per le quali non è stata presentata la prima dichiarazione dei redditi, sono considerati esclusivamente il numero degli occupati ed il totale dell'attivo patrimoniale risultanti alla stessa data;

dd) Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica (PAEE): documento redatto ai sensi dell'articolo 17 che individua gli orientamenti nazionali per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica e dei servizi energetici;



ee) Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della pubblica amministrazione (PAN GPP): Piano predisposto ai sensi dell'articolo 1, comma 1126, della legge 27 dicembre 2006 n. 296, e approvato con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con i Ministri dell'economia e delle finanze e dello sviluppo economico 11 aprile 2008, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 107 dell'8 maggio 2008, così come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 10 aprile 2013, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 102 del 3 maggio 2013;

ee-bis) Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC): Piano predisposto dall'Italia ai sensi degli articoli 3 e da 7 a 12 del regolamento (UE) 2018/1999 e notificato alla Commissione europea; 18

ff) pubblica amministrazione centrale: le autorità governative centrali di cui all'allegato III del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, nonché gli organi costituzionali;

gg) rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento (o teleraffrescamento): qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria;

hh) ripartizione regionale della quota minima di energia da produrre mediante energie rinnovabili (Burden Sharing): suddivisione tra Regioni degli impegni per raggiungere una quota minima di energia rinnovabile di cui al decreto 15 marzo 2012 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza Unificata, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, n. 78 del 2 aprile 2012;

ii) riscaldamento e raffreddamento efficienti: un'opzione di riscaldamento e raffreddamento che, rispetto a uno scenario di riferimento che rispecchia le condizioni abituali, riduce in modo misurabile l'apporto di energia primaria necessaria per rifornire un'unità di energia il 50 per cento di calore di scarto; erogata nell'ambito di una pertinente delimitazione di sistema in modo efficiente in termini di costi, come valutato nell'analisi costi-benefici di cui al presente decreto, tenendo conto dell'energia richiesta per l'estrazione, la conversione, il trasporto e la distribuzione;

ll) riscaldamento e raffreddamento individuali efficienti: un'opzione di fornitura individuale di riscaldamento e raffreddamento che, rispetto al teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, riduce in modo misurabile l'apporto di energia primaria non rinnovabile necessaria per rifornire un'unità di energia erogata nell'ambito di una pertinente delimitazione di sistema o richiede lo stesso apporto di energia primaria non rinnovabile ma a costo inferiore, tenendo conto dell'energia richiesta per l'estrazione, la conversione, il trasporto e la distribuzione;

mm) servizio energetico: la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie ovvero con operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili;

nn) sistema di contabilizzazione: sistema tecnico che consente la misurazione dell'energia termica o frigorifera fornita alle singole unità immobiliari (utenze) servite da un impianto termico centralizzato o da teleriscaldamento o teleraffreddamento, ai fini della proporzionale suddivisione delle relative spese. Sono ricompresi nei sistemi di contabilizzazione i dispositivi atti alla contabilizzazione indiretta del calore, quali i ripartitori dei costi di riscaldamento e i totalizzatori;

oo) sistema di gestione dell'energia: insieme di elementi che interagiscono o sono intercorrelati all'interno di un piano che stabilisce un obiettivo di efficienza energetica e una strategia atta a conseguirlo;

pp) sistema di misurazione intelligente: un sistema elettronico in grado di misurare il gas naturale o l'idrogeno immesso nella rete o il gas naturale o l'idrogeno consumato e il consumo di energia in generale fornendo maggiori informazioni rispetto ad un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica a fini d'informazione, sorveglianza e controllo;

qq) sistema di termoregolazione: sistema tecnico che consente all'utente di regolare la temperatura desiderata, entro i limiti previsti dalla normativa vigente, per ogni unità immobiliare, zona o ambiente;

qq-bis) sotto-contatore: contatore dell'energia, con l'esclusione di quella elettrica, che è posto a valle del contatore di fornitura di una pluralità di unità immobiliari per la misura dei consumi individuali o di edifici, a loro volta formati da una pluralità di unità immobiliari, ed è atto a misurare l'energia consumata dalla singola unità immobiliare o dal singolo edificio;

rr) Strategia energetica nazionale (SEN): documento di analisi e strategia energetica approvato con decreto 8 marzo 2013 del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, n. 73 del 27 marzo 2013;

ss) superficie coperta utile totale: la superficie coperta di un immobile o di parte di un immobile in cui l'energia è utilizzata per il condizionamento del clima degli ambienti interni;

tt) teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti: sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa, in alternativa, almeno:

- a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
- b) il 50 per cento di calore di scarto;
- c) il 75 per cento di calore cogenerato;
- d) il 50 per cento di una combinazione delle precedenti;

uu) tonnellata equivalente di petrolio (Tep): unità di misura dell'energia pari all'energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo, il cui valore è fissato convenzionalmente pari a 41,86 GJ;

vv) UNI: Ente nazionale italiano di unificazione.».

Note all'art. 43:

— Si riporta il testo dell'articolo 30 della citata legge 23 luglio 2009, n. 99, come modificato dal presente decreto:

«Art. 30. (*Misure per l'efficienza del settore energetico*). —

1. La gestione economica del mercato del gas naturale è affidata in esclusiva al Gestore del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Il Gestore organizza il mercato del gas naturale secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza. La disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal Gestore, è approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentite le competenti Commissioni parlamentari e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

2. Il Gestore del mercato elettrico, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, assume la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

3. Le garanzie a copertura delle obbligazioni assunte dagli operatori ammessi ai mercati organizzati e gestiti dal Gestore del mercato elettrico, in qualunque forma prestate, non possono essere distratte dalla destinazione prevista, né essere soggette ad azioni ordinarie, cautelari o conservative da parte dei creditori dei singoli partecipanti o del Gestore del mercato elettrico, anche in caso di apertura di procedure concorsuali. Non opera, nei confronti dell'ammontare garantito, la compensazione legale e giudiziale e non può essere pattuita la compensazione volontaria.

4. Il Gestore del mercato elettrico definisce le modalità e i tempi di escussione delle garanzie prestate nonché il momento in cui i contratti conclusi sui mercati, la compensazione e i conseguenti pagamenti diventano vincolanti tra i partecipanti ai mercati organizzati e gestiti dal Gestore e, nel caso di apertura di una procedura concorsuale nei confronti di un partecipante, opponibili ai terzi, compresi gli organi preposti alla procedura medesima. Nessuna azione, compresa quella di nullità, può pregiudicare la definitività di cui al periodo precedente. Le società di gestione di sistemi di garanzia di cui agli articoli 69 e 70 del testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria, di cui al decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, e successive modificazioni, possono svolgere i servizi di compensazione, garanzia e liquidazione anche con riferimento ai contratti conclusi nelle piattaforme di mercato organizzate e gestite dal Gestore ai sensi del presente comma.

5. (*abrogato*)



6. Al fine di garantire la competitività dei clienti industriali finali dei settori dell'industria manifatturiera italiana caratterizzati da elevato e costante utilizzo di gas, il Governo è delegato ad adottare, entro un anno dalla data di entrata in vigore della presente legge, un decreto legislativo nel rispetto dei seguenti principi e criteri direttivi:

a) procedere alla revisione delle norme previste ai commi 2 e 3 dell'articolo 19 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, al fine di rendere il mercato del gas naturale maggiormente concorrenziale;

b) definire misure che promuovano l'incontro della domanda di gas dei clienti finali industriali e di loro aggregazioni con l'offerta, al fine di garantire l'effettivo trasferimento dei benefici della concorrenzialità del mercato anche agli stessi clienti finali industriali.

7. Entro nove mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, lo schema del decreto legislativo di cui al comma 6 è trasmesso alle Camere per l'espressione del parere da parte delle competenti Commissioni parlamentari. In caso di ritardo nella trasmissione, il termine per l'esercizio della delega è differito di un periodo corrispondente al ritardo medesimo, comunque non eccedente i tre mesi dalla scadenza del termine di cui al comma 6. Le competenti Commissioni parlamentari esprimono il parere entro sessanta giorni dalla data di trasmissione. Qualora il termine per l'espressione del parere decorra inutilmente, il decreto legislativo può comunque essere emanato.

8. (abrogato)

9. Al fine di elevare il livello di concorrenza del mercato elettrico nella regione Sardegna, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge e sulla base di indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, adotta misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia nella medesima regione mediante l'individuazione di un meccanismo di mercato che consenta l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione con la rete nazionale.

10. Trascorsi novanta giorni dall'avvio del meccanismo di cui al comma 9, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina le modalità per la cessazione, entro il 31 dicembre 2009, dell'applicazione delle condizioni tariffarie per le forniture di energia elettrica di cui ai commi 11 e 12 dell'articolo 11 del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80.

11. Il regime di sostegno previsto per la cogenerazione ad alto rendimento di cui al secondo periodo del comma 1 dell'articolo 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, è riconosciuto per un periodo non inferiore a dieci anni, limitatamente alla nuova potenza entrata in esercizio dopo la data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, a seguito di nuova costruzione o rifacimento nonché limitatamente ai rifacimenti di impianti esistenti. Il medesimo regime di sostegno è riconosciuto sulla base del risparmio di energia primaria, anche con riguardo all'energia autoconsumata sul sito di produzione, assicurando che il valore economico dello stesso regime di sostegno sia in linea con quello riconosciuto nei principali Stati membri dell'Unione europea al fine di perseguire l'obiettivo dell'armonizzazione ed evitare distorsioni della concorrenza. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, sono definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento dei benefici di cui al presente comma, nonché, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da adottare entro la medesima data, dei benefici di cui all'articolo 14 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, garantendo la non cumulabilità delle forme incentivanti.95

12. Sono prorogati di un anno i termini previsti dall'articolo 14, comma 1, lettere b) e c), del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, per l'entrata in esercizio degli impianti di cogenerazione, al fine di salvaguardare i diritti acquisiti ai sensi dell'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Per effetto di detta proroga, i diritti acquisiti da soggetti titolari di impianti realizzati, o in fase di realizzazione, in attuazione dell'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239, nel testo vigente al 31 dicembre 2006, sono fatti salvi purché i medesimi impianti:

a) siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e la data del 31 dicembre 2006;

b) siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009;

c) entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006.

13. All'articolo 2, comma 152, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: «assegnati dopo il 31 dicembre 2007». All'articolo 2, comma 173, della medesima legge n. 244 del 2007, dopo le parole: «enti locali» sono inserite le seguenti: «o regioni».

14. Alla lettera d) del numero 1 della sezione 4 della parte II dell'allegato X alla Parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, dopo le parole: «esclusivamente meccanica» sono inserite le seguenti: «e dal trattamento con aria, vapore o acqua anche surriscaldata».

15. In conformità a quanto previsto dall'articolo 2, comma 141, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, a decorrere dall'anno 2009, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, è aggiornato trimestralmente il valore della componente del costo evitato di combustibile di cui al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 6/92 del 29 aprile 1992, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 109 del 12 marzo 1992, da riconoscere in acconto fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio. Tali aggiornamenti sono effettuati sulla base di periodi trimestrali di registrazione delle quotazioni dei prodotti del paniere di riferimento della componente convenzionale relativa al valore del gas naturale di cui al punto 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 154/08 del 21 ottobre 2008 per tener conto delle dinamiche di prezzo dei prodotti petroliferi, tenendo altresì conto dell'evoluzione dell'efficienza di conversione e fermi restando i criteri di calcolo del costo evitato di combustibile di cui alla deliberazione della medesima Autorità n. 249/06 del 15 novembre 2006.

16. Per gli impianti di microcogenerazione ad alto rendimento ai sensi della normativa vigente, con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, sono stabilite norme per la semplificazione degli adempimenti relativi all'installazione dei dispositivi e alle misure di carattere fiscale e per la definizione di procedure semplificate in materia di versamento delle accise e degli altri oneri tributari e fiscali.

17. Il decreto di cui al comma 16 non deve comportare minori entrate o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato.

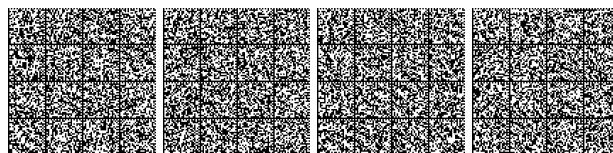
18. Anche in deroga alle disposizioni di cui all'articolo 32, comma 8, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente definisce i criteri e le modalità per l'assegnazione delle risorse interrompibili, da assegnare con procedure di gara a ribasso, sulla base dei criteri tecnici definiti dalla società Terna S.p.A. coerenti con le esigenze di immediatezza del servizio e nel rispetto dei principi di neutralità tecnologica, cui partecipano utenti finali e accumuli.

19. I clienti finali che prestano servizi di interrompibilità istantanea o di emergenza sono esentati, relativamente ai prelievi di energia elettrica nei siti che hanno contrattualizzato una potenza interrompibile non inferiore a 40 MW per sito e solo per la quota parte sottesa alla potenza interrompibile, dall'applicazione dei corrispettivi di cui agli articoli 44, 45, 48 e 73 dell'allegato A della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 111/06 del 9 giugno 2006.

20. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas propone al Ministro dello sviluppo economico adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, da disporre con decreti del medesimo Ministro, con i produttori che volontariamente aderiscono a detti meccanismi. Gli oneri derivanti dalla risoluzione anticipata da liquidare ai produttori aderenti devono essere inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvano le convenzioni.

21. La validità temporale dei bolli metrici e della marcatura «CE» apposti sui misuratori di gas con portata massima fino a 10 metri cubi/h è di quindici anni, decorrenti dall'anno della loro apposizione, in sede di verifica o accertamento della conformità prima della loro immissione in commercio.

22. Con proprio decreto di natura non regolamentare il Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, può stabilire una maggiore validità temporale rispetto a quella di cui al comma 21, comunque non superiore a venti anni, per particolari tipologie di misuratori di gas che assicurano maggiori efficienza e garanzie per i consumatori rispetto a quelli attualmente installati in prevalenza.



23. Non può essere apposto un nuovo bollo recante l'anno di verifica o di fabbricazione o di apposizione della marcatura «CE» ai misuratori di gas sottoposti a verifica dopo la loro riparazione o rimozione.

24. Con decreto di natura non regolamentare, il Ministro dello sviluppo economico stabilisce, con riferimento alle diverse tipologie di misuratori e alla relativa normativa nazionale e comunitaria, le modalità di individuazione dell'anno di apposizione dei bolli metrici e della marcatura «CE».

25. Ai fini di una graduale applicazione della prescrizione sul limite temporale dei bolli metrici, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce, con proprio provvedimento, le modalità e i tempi per procedere alla sostituzione dei misuratori volumetrici di gas a pareti deformabili soggetti a rimozione, assicurando che i costi dei misuratori da sostituire non vengano posti a carico dei consumatori né direttamente né indirettamente. Al fine di consentire l'innovazione tecnologica del parco contatori gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas potrà prevedere la sostituzione dei misuratori volumetrici di gas a pareti deformabili mediante contatori elettronici che adottino soluzioni tecnologicamente avanzate quali la telelettura e la telegestione, che assicurino vantaggi ai consumatori finali quali una maggiore informazione al cliente circa l'andamento reale dei propri consumi nonché riduzioni tariffarie conseguenti ai minori costi sostenuti dalle imprese. Con il medesimo provvedimento sono determinate le sanzioni amministrative pecuniarie che l'Autorità può irrogare in caso di violazioni, nella misura minima e massima di cui all'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

26. Al comma 1 dell'articolo 23 bis del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: «Sono fatte salve le disposizioni del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, in materia di distribuzione di gas naturale. Gli ambiti territoriali minimi di cui al comma 2 del citato articolo 46-bis sono determinati dal Ministro dello

sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le regioni, sentite la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tenendo anche conto delle interconnessioni degli impianti di distribuzione e con riferimento alle specificità territoriali e al numero dei clienti finali. In ogni caso l'ambito non può essere inferiore al territorio comunale».

27. Al fine di garantire e migliorare la qualità del servizio elettrico ai clienti finali collegati, attraverso reti private con eventuale produzione interna, al sistema elettrico nazionale di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il Ministero dello sviluppo economico determina, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è incaricata dell'attuazione dei suddetti criteri al fine del contenimento e della salvaguardia dei diritti acquisiti, anche con riferimento alla necessità di un razionale utilizzo delle risorse esistenti.

28. Il comma 1 dell'articolo 8 del decreto legislativo 30 maggio 2005, n. 128, è sostituito dal seguente: «1. Le miscele combustibili diesel-biodiesel con contenuto in biodiesel inferiore o uguale al 7 per cento, che rispettano le caratteristiche del combustibile diesel previste dalla norma CEN prEN 590 - Settembre 2008, possono essere immesse in consumo sia presso utenti extra rete che in rete. Le miscele con contenuto in biodiesel in misura superiore al 7 per cento possono essere avviate al consumo solo presso utenti extra rete e impiegate esclusivamente in veicoli omologati per l'utilizzo di tali miscele».

29. Nel regolamento di cui al decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 3 settembre 2008, n. 156, recante la disciplina per l'applicazione dell'accisa agevolata sul bio-diesel, il limite del 5 per cento del contenuto sul biodiesel di cui agli articoli 7 e 9 è elevato al 7 per cento.».

26G00152

MARGHERITA CARDONA ALBINI, *redattore*

DELIA CHIARA, *vice redattore*

(WI-GU-2026-SOL-005) Roma, 2026 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A.

