Senato della Repubblica XVIII LEGISLATURA

Giunte e Commissioni

RESOCONTO SOMMARIO
Resoconti
Allegati

n. 624
Supplemento

GIUNTE E COMMISSIONI

Sedute di martedì 5 ottobre 2021

INDICE

Commissioni riunite

10ª (Industria, commercio, turismo) e 13ª (Territorio, ambiente, beni ambientali):

Plenaria . . . . . *Pag.* 3

N.B. Sigle dei Gruppi parlamentari: Forza Italia Berlusconi Presidente-UDC: FIBP-UDC; Fratelli d'Italia: FdI; Italia Viva-P.S.I.: IV-PSI; Lega-Salvini Premier-Partito Sardo d'Azione: L-SP-PSd'Az; MoVimento 5 Stelle: M5S; Partito Democratico: PD; Per le Autonomie (SVP-PATT, UV): Aut (SVP-PATT, UV); Misto: Misto; Misto-IDEA e CAMBIAMO: Misto-IeC; Misto-Italexit-Partito Valore Umano: Misto-I-PVU; Misto-Italia dei Valori: Misto-IdV; Misto-l'Alternativa c'è-Lista del Popolo per la Costituzione: Misto-l'A.c'è-LPC; Misto-Liberi e Uguali-Ecosolidali: Misto-LeU-Eco; Misto-Movimento associativo italiani all'estero: Misto-MAIE; Misto-+Europa - Azione: Misto-+Eu-Az; Misto-Potere al Popolo: Misto-PaP.

COMMISSIONI 10ª e 13ª RIUNITE

10ª (Industria, commercio, turismo)

13ª (Territorio, ambiente, beni ambientali)

Martedì 5 ottobre 2021

Plenaria

7ª Seduta

Presidenza del Presidente della 10ª Commissione
GIROTTO

Interviene il sottosegretario di Stato per la transizione ecologica Ilaria Fontana.

La seduta inizia alle ore 18,25.

IN SEDE CONSULTIVA SU ATTI DEL GOVERNO

Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/904 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente (n. 291)

(Parere al Ministro per i rapporti con il Parlamento, ai sensi degli articoli 1 e 22 della legge 22 aprile 2021, n. 53. Seguito dell'esame e rinvio)

Prosegue l'esame, sospeso nella seduta del 22 settembre.

Il presidente GIROTTO, dopo aver ricordato che l'atto del Governo in titolo è stato assegnato con riserva in quanto privo del parere della Conferenza unificata, fa presente che – contrariamente alla tempistica ipotizzata nell'ultima seduta – non sarà verosimilmente possibile pervenire all'espressione del parere da parte della Commissione nella settimana in corso in quanto – secondo quanto appreso in via informale – il parere della Conferenza unificata non sarà reso prima di giovedì 7 ottobre.

Il relatore RIPAMONTI *(L-SP-PSd'Az)* interviene per sottolineare che pertanto i ritardi che potranno verificarsi nell'espressione del parere

– anche alla luce delle possibili implicazioni degli stessi, sulle quali ebbe modo di richiamare l'attenzione il rappresentante del Governo nell'ultima seduta – non saranno imputabili al Parlamento e, comunque, ai relatori che hanno completato il loro lavoro nel rispetto delle scadenze convenute.

Il seguito dell'esame è quindi rinviato.

Schema di decreto legislativo 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 (n. 292)

(Parere al Ministro per i rapporti con il Parlamento, ai sensi degli articoli 1 e 5 della legge 22 aprile 2021, n. 53. Seguito dell'esame e rinvio)

Prosegue l'esame, sospeso nella seduta del 22 settembre.

Il presidente GIROTTO, dopo aver ricordato che l'atto del Governo in titolo è stato assegnato con riserva in quanto privo dell'intesa della Conferenza Unificata, fa presente che, anche per quanto riguarda tale atto, dovrà tenersi conto che la Conferenza Unificata non si pronuncerà prima di giovedì 7 ottobre.

Il seguito dell'esame è quindi rinviato.

Schema di decreto legislativo 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 (n. 294)

(Parere al Ministro per i rapporti con il Parlamento, ai sensi degli articoli 1, 12 e 19 della legge 22 aprile 2021, n. 53. Seguito dell'esame e rinvio)

Prosegue l'esame, sospeso nella seduta del 22 settembre.

Il presidente GIROTTO *(M5S)* ricorda che l'atto in titolo è assegnato con riserva e che l'esame non potrà concludersi prima che giungano i prescritti pareri. In qualità di relatore, anche a nome del relatore Buccarella, illustra uno schema di parere favorevole con osservazioni e raccomandazioni, pubblicato in allegato, nel quale dichiara di aver inserito indicazioni puntuali rispetto al provvedimento, di per sé molto complesso. Dopo aver brevemente rimarcato i temi principali, con particolare riferimento ai sistemi di stoccaggio, alle aste, ai gestori e alla condivisione dei dati, ricorda che la Commissione industria ha di recente approvato una risoluzione nell'ambito dell'affare assegnato sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti (n. 397). Si sofferma altresì sulle comunità energetiche

e sull'esigenza di assicurare la qualità del servizio, considerato che la rete non può sopportare forniture di bassa qualità.

Il relatore BUCCARELLA *(Misto-LeU-Eco)* precisa che si è tentato di fare un lavoro di sintesi rispetto a tutti suggerimenti che sono pervenuti da parte dei Gruppi.

Il senatore COLLINA *(PD)* pone una questione preliminare di metodo, con riferimento allo stile dei pareri. Nota infatti che lo schema del parere illustrato dal presidente Girotto interviene in maniera puntuale sul testo, con uno stile di tipo emendativo, rispetto invece al consueto modo di indicare, più genericamente, degli obiettivi al Governo mediante rilievi o osservazioni. Ritiene quindi che si debba stabilire un criterio di omogeneità sugli schemi di parere, per evitare che, nel caso del mercato elettrico, si intervenga in maniera precisa e, nel caso delle fonti rinnovabili (atto del Governo n. 292), si intervenga in maniera più blanda.

Il presidente relatore GIROTTO *(M5S)* fa presente che si è trattato di una scelta, peraltro non infrequente, motivata dall'argomento trattato. Rammenta altresì che è possibile richiedere la votazione per parti separate dello schema di parere.

Si associa il relatore BUCCARELLA *(Misto-LeU-Eco)*, evidenziando che sulla proposta di parere è aperto il confronto tra tutti i membri delle Commissioni.

Dopo brevi interventi della senatrice NUGNES *(Misto)* e del senatore RIPAMONTI *(L-SP-PSd'Az)*, la presidente MORONESE *(Misto)* osserva che esiste una pluralità di metodi nella stesura dei pareri, a discrezione dei relatori. Tiene comunque a precisare che sono scaduti i termini per far pervenire le indicazioni da parte dei Gruppi, ma resta aperta l'interlocuzione sui testi.

Il senatore ARRIGONI *(L-SP-PSd'Az)*rammenta che, quando sono stati discussi i termini per la presentazione dei rilievi da parte dei Gruppi, era stata data garanzia di una certa flessibilità da parte dei relatori in sede di esame dello schema di parere.

La presidente MORONESE *(Misto)* fornisce rassicurazioni in tal senso.

Il seguito dell'esame è quindi rinviato.

La seduta termina alle ore 19.

SCHEMA DI PARERE PROPOSTO DAI RELATORI SULL'ATTO DEL GOVERNO N. 294

Le Commissioni 10ª (Industria, commercio, turismo) e 13ª (Territorio, ambiente, beni ambientali) riunite, esaminato l'atto del Governo recante «Schema di decreto legislativo 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»,

premesso che:

lo schema di decreto dà attuazione alle deleghe previste dagli articoli 12 e 19 della legge 22 aprile 2021, n. 53 (legge di delegazione europea 2019-2020). A tal fine, esso dispone: il recepimento della direttiva (UE) 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione) e l'adeguamento della normativa nazionale al regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione) e al regolamento (UE) 2019/941, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE;

la direttiva (UE) 2019/944, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, fa parte del pacchetto di interventi legislativi presentato dalla Commissione europea il 30 novembre 2016, noto come *Winter package* o *Clean energy package*, adottato tra la fine dell'anno 2018 e l'inizio del 2019, che fa seguito agli impegni assunti con l'Accordo di Parigi e comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica;

a tale riguardo, occorre opportuno ricordare che con la pubblicazione, a fine 2019, della comunicazione della Commissione europea «Il Green Deal Europeo» – *Communication on the European Green Deal*, COM(2019)640, l'Unione europea ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente e ha previsto un Piano d'azione finalizzato a trasformare l'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra, in linea con il citato Accordo di Parigi. Uno dei punti cardine del Piano è consistito nella presentazione di una proposta di legge europea sul clima, recentemente adottata in via defi-

nitiva e divenuta Regolamento 2021/1119/UE. Il Regolamento ha formalmente sancito l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 e il traguardo vincolante dell'Unione in materia di clima per il 2030 che consiste in una riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030. Si tratta di un nuovo e più ambizioso obiettivo che va oltre quello già indicato per il 2030 nel Regolamento 2018/1999/UE e nel Regolamento 2018/842/UE (riduzione di almeno il 40% delle emissioni al 2030 rispetto ai valori 1990);

la neutralità climatica al 2050 e la riduzione delle emissioni al 2030 del 55% ha costituito peraltro, anche il target di riferimento per l'elaborazione degli investimenti e delle riforme in materia di Transizione verde contenuti nei Piani nazionali di ripresa e resilienza, figurandone tra i principi fondamentali base enunciati dalla Commissione UE nella Strategia annuale della Crescita sostenibile – SNCS 2021 (COM(2020) 575 final). Tutti i Piani nazionali di ripresa e resilienza devono infatti concentrarsi fortemente sia sulle riforme che sugli investimenti a sostegno della transizione verde, dovendo includere almeno un 37% di spesa per il clima, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 18, paragrafo 4, lettera *e)*, del Reg. n. 2021/241/UE. A tal fine, i nuovi obiettivi europei dovranno essere recepiti nell'aggiornamento al Piano nazionale integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), tenuto conto che, già nella Proposta di Piano per la transizione ecologica, elaborata dal Comitato interministeriale per la transizione ecologica (Cite) e attualmente all'esame delle Commissioni parlamentari competenti per l'espressione del parere, si prevede un apporto delle energie rinnovabili alla generazione elettrica che raggiunga almeno il 72% al 2030 e possa coprire al 2050 quote prossime al 100% del *mix* energetico primario complessivo;

per realizzare il predetto ambizioso obiettivo in materia di clima, gli Stati membri dovranno presentare riforme e investimenti a sostegno della transizione verde nei settori dell'energia, dei trasporti, della decarbonizzazione dell'industria, dell'economia circolare, della gestione delle risorse idriche e della biodiversità, ossia in settori in linea con i principali settori di investimento individuati nel contesto del semestre europeo. In tale contesto, la Direttiva (UE) 2019/944 è finalizzata ad adattare l'attuale quadro normativo alle nuove dinamiche del mercato tenendo in considerazione l'obiettivo di decarbonizzazione del sistema energetico e gli sviluppi tecnologici, che consentono nuove forme di partecipazione dei consumatori e la cooperazione transfrontaliera. La medesima direttiva stabilisce le regole per la generazione, la trasmissione, la fornitura e lo stoccaggio dell'energia elettrica, e gli aspetti legati alla tutela dei consumatori al fine di creare nell'UE mercati dell'energia elettrica integrati, competitivi, orientati al consumatore, flessibili, equi e trasparenti. Tra l'altro, contiene le regole sui mercati al dettaglio dell'elettricità, mentre il regolamento (UE) 2019/941 ha lo scopo di: migliorare i criteri di identificazione di possibili crisi dell'energia elettrica; preparare i piani per la gestione della crisi e gestire le situazioni di crisi che si presentano, stabilendo una me-

todologia comune. Infine, il Regolamento (UE) 2019/943 contiene principalmente le regole sul mercato all'ingrosso e sulla gestione delle reti;

considerato che gli interventi individuati nel provvedimento si collocano in continuità con le iniziative europee e nazionali finalizzate alla tutela ambientale;

a seguito dell'approfondimento istruttorio svolto e tenuto conto degli elementi informativi acquisiti attraverso i contributi pervenuti dai vari soggetti interessati,

esprimono parere favorevole, con le seguenti osservazioni:

valuti il Governo, in linea generale:

1) di promuovere una riforma efficiente per il funzionamento dei mercati dell'energia e dei criteri di regolazione di allocazione delle componenti regolate nella bolletta, al fine di ridurre il costo dell'energia per i clienti finali e l'impatto di eventuali tensioni sui mercati del gas del prezzo della CO_2;

2) tenuto conto che alcune riforme contenute nello schema di decreto in esame si riferiscono a processi articolati e complessi, quali ad esempio l'accorciamento dei tempi di *switching* a 24 ore (articolo 7), l'obbligo per i fornitori di offrire contratti a prezzi dinamici (articolo 8), individuazione e gestione dei clienti vulnerabili e in condizione di povertà energetica (articolo 11) nonché il passaggio dall'applicazione del PUN all'applicazione dei prezzi zonali (articolo 13), di garantire che tali riforme siano improntate in ottica di semplificazione, al fine di accompagnare i clienti finali e favorire la partecipazione attiva e consapevole degli stessi, e che vengano introdotte prevedendo modalità e tempi congrui per la definizione delle disposizioni attuative e per l'implementazione, in considerazione anche degli investimenti necessari da parte delle imprese, ponendo in essere comunque prima possibile quanto necessario per consentire ai consumatori di avvantaggiarsi in modo effettivo dei minori costi dell'energia rinnovabile, orientando i propri consumi nelle ore di produzione rinnovabile;

3) di disporre che il GSE, che già svolge un'attività previsionale di breve e medio termine del fabbisogno della componente tariffaria Asos degli oneri di sistema, quale onere di incentivazione degli impianti da fonti rinnovabili e assimiliate, nonché nell'elaborazione di scenari di lungo termine del fabbisogno di incentivazione, si adoperi per produrre e rendere disponibili scenari anche a lungo termine del fabbisogno della componente tariffaria Asos sempre più assidua e sistematica, mettendoli a disposizione degli attori istituzionali coinvolti nella governance, nonché di prevedere, inoltre, che ARERA pubblichi e aggiorni costantemente analoghi contatori di spesa e scenari previsionali per tutte le componenti regolate della bolletta con particolare riguardo agli oneri di rete e a quelli del dispacciamento;

valuti il Governo, in particolare:

1) all'articolo 11, che aggiorna il quadro normativo in materia di protezione dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica:

– di individuare con maggiore precisione le categorie di clienti vulnerabili indicate al comma 1 e di chiarire, rispetto ai soggetti di cui al medesimo comma 1, lettere *c)* e *f)*, ossia i soggetti aventi diritto ad assistenza ai sensi dell'articolo 3 della legge 5 febbraio 1992, n. 104, e i soggetti di età superiore a 75 anni, se tali categorie di clienti debbano coincidere con i titolari del contratto o anche solo figurare tra i componenti del nucleo familiare;

– di prevedere, in relazione ai criteri di identificazione dei clienti vulnerabili e i relativi strumenti di tutela, che l'identificazione dei clienti vulnerabili possa essere posta in capo ad Acquirente Unico e che i criteri di natura economica per l'identificazione degli stessi siano basati su indicatori semplici e già utilizzati nel sistema nazionale;

– tenuto conto che per tali categorie di consumatori vulnerabili è previsto di utilizzare il medesimo schema di prezzo dell'attuale servizio di maggior tutela, implicitamente riconoscendo l'efficienza di quest'ultimo, di garantire che il meccanismo della maggior tutela continui ad operare in attesa delle auspicate misure strutturali di politica sociale, richiamate anche dalla direttiva in esame;

– di modificare il comma 2, laddove si prevede di attivare su richiesta la fornitura di energia elettrica per i clienti vulnerabili, in quanto tale previsione appare in contrasto con il principio di tutela degli stessi e, inoltre, sembra non tener conto dell'esperienza maturata nell'applicazione della misura dei bonus sociali a favore dei clienti in condizione di disagio economico (inclusi tra i soggetti vulnerabili ai sensi della lettera *a)* del comma 1), dove è stata riscontrata una scarsa efficacia del meccanismo «su richiesta», tanto da rendere necessario l'intervento normativo che ha introdotto il meccanismo automatico di erogazione del beneficio in bolletta. Tenuto altresì conto della necessità di limitare il rischio che tali clienti finiscano per usufruire del Servizio di Ultima Istanza, caratterizzato da condizioni economiche penalizzanti, appare opportuno sostituire l'attivazione su richiesta con il riconoscimento automatico;

– di considerare attentamente che la differenza con l'attuale modello di formazione del prezzo risiede nel fatto che l'approvvigionamento all'ingrosso, già oggi svolto a condizioni di mercato, non sarebbe più in capo a un soggetto pubblico, bensì a numerosi soggetti privati, che dovrebbero individuare specifiche categorie di soggetti vulnerabili e applicare specifiche condizioni contrattuali, subendo così oneri gestionali aggiuntivi, per i quali non sono previste coperture, in antitesi con la logica di libero mercato. Appare opportuno suggerire che, ad oggi, la soluzione che sembra maggiormente realizzabile senza aggravio di costi né particolari complicazioni per il sistema è il mantenimento dell'attuale servizio di maggior tutela, che risulta conforme al dettato della direttiva, anche attraverso un suo perfezionamento, ad esempio ampliando la possibilità dell'acquisto dell'energia sul mercato di medio e lungo periodo, anche ricorrendo a contratti PPA con impianti a fonti rinnovabili, e l'affidamento del servizio di vendita al mercato tramite procedure competitive. Nel servizio di maggior tutela, così delineato, potrebbero rientrare da subito e automa-

ticamente i soli clienti individuati ai sensi del comma 1 e successivamente, su richiesta, tutti i clienti domestici;

– di prevedere, al comma 7, rispetto alla partecipazione degli enti locali alle comunità energetiche dei cittadini, tra i servizi di assistenza territoriali forniti dal GSE proprio ai medesimi enti, la realizzazione di portali informativi e servizi on-line dedicati, con la messa a disposizione di guide informative e di *tool* di simulazione a supporto della realizzazione di nuovi progetti (GSE);

2) all'articolo 14, in materia di clienti attivi e delle comunità energetiche dei cittadini:

– di prevedere la possibilità, al fine di evitare duplicazioni della rete, di creare sub-concessioni di rete per le comunità energetiche solamente in casi specifici e per ragioni di carattere tecnico, su autorizzazione del Ministero della transizione ecologica, anche tenendo conto del rapporto costo beneficio del consumatore;

– di modificare il comma 3 al fine di non obbligare i clienti attivi proprietari di storage ad assumere le responsabilità del bilanciamento, sono comunque obbligati a delegarla a terzi;

– di precisare, al comma 4, che tanto la titolarità, quanto la gestione degli impianti di produzione e stoccaggio, possano essere in capo a soggetti terzi;

– di precisare, al comma 5, che il soggetto responsabile della comunità energetica possa essere anche la comunità stessa, in quanto entità legale, o anche un soggetto terzo;

– di sostituire in linea con quanto previsto dalla direttiva, al comma 6, lettera *c)*, ove si prevede che la comunità energetica opera in almeno uno degli ambiti costituti dalla generazione, dalla distribuzione, dalla fornitura, dal consumo, dall'aggregazione, o dallo stoccaggio dell'energia elettrica ovvero dalla prestazione di servizi di efficienza energetica, di servizi di ricarica dei veicoli elettrici o di altri servizi energetici, le parole: «opera in almeno uno degli», con le seguenti: «può partecipare agli»;

– di prevedere, al comma 6, lettera *d)*, al fine di garantire un recepimento puntuale della direttiva, la possibilità di superare il totale divieto di perseguire profitti finanziari, purché ciò non sia lo scopo principale della comunità;

– di esplicitare, al comma 8, lettera *d)*, che il soggetto terzo al quale può essere demandata la gestione, ivi compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, possa anche essere il proprietario degli impianti che risultino nella disponibilità e nel controllo della comunità energetica dei cittadini;

– di prevedere che tra i diversi obiettivi che deve perseguire ARERA, elencati al comma 10, vi siano anche quelli di rimuovere le barriere che ostacolano la partecipazione ai servizi di flessibilità, di semplificarne la qualificazione e di non gravare i clienti attivi e le comunità energetiche con oneri discriminatori e sproporzionati;

– di aggiungere, al comma 10, tra gli obiettivi che l'Arera deve perseguire nell'adottare uno o più provvedimenti per dare attuazione alle disposizioni contenute nell'articolo in esame, anche l'assicurazione, diretta ai clienti attivi, di un approccio mirato al minimo sforzo e costo per la partecipazione ai servizi di sistema, includendo procedure di prequalificazione digitali standardizzate, nonché mirate all'identificazione e risoluzione, mediante processi di consultazione pubblica, dei restanti ostacoli alla partecipazione ai servizi di sistema, inclusi quelli esistenti come l'UVAM;

– di estendere, al comma 11, il monitoraggio ivi previsto anche sulle configurazioni realizzate da parte della Società Ricerca sul sistema energetico – RSE S.p.A., tenuto conto dell'esito alle campagne di misura e monitoraggio già attivate in attuazione all'articolo 42-*bis* del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162;

3) all'articolo 18, che prevede che il Gestore della rete di trasmissione nazionale, in coordinamento con i Gestori delle reti di distribuzione, sottoponga all'approvazione del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA, una proposta di progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio:

– di rivedere principalmente le tempistiche indicate al fine di scongiurare eventuali discrepanze, tenuto conto che ai sensi della disposizione in esame il GME dovrebbe elaborare la proposta entro 3 mesi, ARERA dovrebbe definire i criteri preliminari di cui alla lettera *d)* del comma 7 prima dei 9 mesi previsti o comunque prima del termine entro il quale il GME è chiamato a formulare la propria proposta;

– di prevedere, al comma 1, rispetto alla proposta di progressione temporale che il Ministero si avvalga di RSE come ente tecnico terzo ai fini della valutazione della proposta;

– di chiarire, al comma 2, cosa si intenda per tipi di accumulo e tipi di funzione, visto anche il requisito della neutralità tecnologica previsto al successivo comma 3, lettera *b)*, e come tali «tipi» si riflettano sul meccanismo delle aste;

– di garantire che le aste di cui al comma 3 siano avviate in un tempo congruo – e comunque non prima di dodici o diciotto mesi – a valle della definizione dei fabbisogni di accumulo, al fine di permettere agli operatori lo svolgimento di tutte le attività necessarie per la presentazione dei progetti nell'ambito delle future aste, quali, a solo titolo di esempio, l'identificazione e acquisizione dei siti, la predisposizione della documentazione autorizzativa, la presentazione della domanda di autorizzazione;

– di prevedere, sempre al comma 3, rispetto allo svolgimento delle aste di approvvigionamento dei sistemi di stoccaggio, che le stesse siano svolte sempre dal GSE invece che dal Gestore delle reti di trasmissione, proprio in qualità di ente tecnico terzo, al fine di garantire la più ampia partecipazione;

– di prevedere, sempre con riferimento al predetto comma, che la capacità di accumulo non sia garantita esclusivamente tramite le aste di approvvigionamento, ma anche adottando meccanismi che stimolino una domanda di sistemi di accumulo in capo agli impianti a fonti rinnovabili, ad esempio esponendo maggiormente questi ultimi ai segnali di prezzo del mercato spot, tenuto conto che una simile esposizione porterebbe gli impianti rinnovabili a concentrare la propria produzione nelle ore che presentano un maggior valore, avvalendosi a tal fine di sistemi di accumulo sviluppati in proprio o da operatori terzi;

– di inserire, al medesimo comma 3, lettera *b)*, accanto al criterio di garanzia della neutralità tecnologica nell'approvvigionamento, anche quello delle condizioni di generazione ad emissioni neutrali di CO_2;

– di considerare l'eliminazione della lettera *c)* del medesimo comma 3, al fine di non vincolare eccessivamente la fase attuativa della disposizione rispetto ad un ambito, quale quello autorizzativo, che potrebbe risultare particolarmente delicato con riferimento a peculiari fattispecie di stoccaggi, quali ad esempio gli impianti di pompaggio idroelettrici, limitando così di fatto la concorrenzialità delle procedure;

– di sostituire, al comma 4, la previsione di un piano di diretta realizzazione dei sistemi di accumulo non aggiudicati con una rimodulazione del sistema di aggiudicazione con aste successive, sempre orientata alla realizzazione dei sistemi di accumulo in un contesto di mercato, evitando che in caso di fallimento delle aste gli accumuli siano realizzati dallo stesso gestore della rete di trasmissione, che in tale modo risulterebbe in conflitto di interessi, o in subordine che il gestore li realizzi a un costo e a condizioni più vantaggiosi per i consumatori rispetto alle condizioni stabilite nell'ultima procedura non aggiudicata;

– di indicare chiaramente, al comma 5, che la capacità di stoccaggio è riferita ai commi precedenti, al fine di evitare l'applicazione delle disposizioni ivi previste ad altri sistemi di stoccaggio realizzati dagli operatori o esistenti;

– di inserire, al comma 7, la possibilità per ARERA, previa consultazione, di individuare i criteri per valutare l'effettivo fallimento di mercato, tenuto conto che sarebbe opportuno non dichiarare il fallimento a valle di una prima asta, ma andrebbero indette aste successive per la riaggiudicazione, evitando in ogni caso di affidare le opere al gestore della rete di trasmissione nazionale che ha gestito le aste rivelatasi;

– di prevedere, al comma 7, lettera *a)*, nell'ambito della definizione da parte di ARERA dei criteri di aggiudicazione della capacità di stoccaggio di energia elettrica, di tenere conto, oltre che dei costi di investimento, dei costi operativi, delle diverse tecnologie, anche dell'intensità di CO_2, della vita utile dell'impianto di stoccaggio e dei tempi di carica;

– di indicare, alla lettera *d)* del citato comma 7, che la piattaforma finalizzata a rendere disponibile al mercato la capacità di stoccaggio deve essere indirizzata a massimizzare l'utilizzo della capacità riservata e che i criteri e le condizioni per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma devono essere tali da non garantire vantaggi competitivi

ai soggetti aggiudicatari di tale capacità rispetto ai soggetti che si avvalgono di impianti di stoccaggio costruiti al di fuori del sistema di aste di cui al presente articolo;

– di prevedere, alla lettera e), rispetto all'individuazione delle modalità di utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato, anche attraverso gli aggregatori, che l'ARERA specifichi i requisiti tecnici e i servizi alla cui erogazione i dispositivi selezionati dovranno obbligatoriamente essere abilitati, affinché lo sviluppo di capacità attraverso il meccanismo delle aste risponda a precise esigenze di disponibilità di servizi per il sistema;

– di aggiungere, infine, disposizioni volte a disciplinare: le modalità con cui il Gestore della rete di trasmissione nazionale determini i contingenti da assegnare nelle aste di cui al comma 3, nonché le modalità le quali la società RSE valuti per conto del Ministero tale proposta; le modalità con cui il fabbisogno di capacità di cui al comma 1 è periodicamente aggiornato in funzione dello sviluppo di capacità al di fuori del sistema delle aste di cui al comma 3; le modalità con cui la società RSE pubblica le informazioni relative ai siti nazionali che, in funzione delle loro caratteristiche, sono adatte a ospitare capacità di stoccaggio da impianti di pompaggio;

4) all'articolo 23, in materia di ruolo e obblighi dei gestori della rete di distribuzione:

– di riconsiderare la norma sull'*unbundling* del distributore – cioè sulla vigente separazione gestionale tra il distributore appartenente ad un gruppo elettrico verticalmente integrato e la *holding* capogruppo – già contenuta all'articolo 31, comma 1, lettera *c)* del decreto legislativo n. 93 del 2011, in quanto tale previsione appare alquanto ambigua, la cui compatibilità con la direttiva 944/2019 andrebbe comunque verificata, e tra le cui pieghe si potrebbero in ogni caso verificare, in uno scenario in cui le iniziative del gestore della rete andranno ad assumere sempre maggiore rilevanza sulle scelte degli operatori, fenomeni di discriminazione a danno di operatori non verticalmente integrati;

– di sostituire la modifica che il comma 1 apporta all'articolo 38, comma 1, lettera *c)*, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, al fine di prevedere che non vi siano funzioni condivise all'interno del gruppo societario cui appartiene il distributore o servizi che siano garantiti dagli stessi soggetti all'impresa di distribuzione e alle altre società del gruppo e che la violazione di tali disposizioni è causa di decadenza dalla concessione;

– di ridurre da 6 a 3 mesi il termine previsto al comma 3 entro il quale ARERA deve emettere i propri provvedimenti e, alla lettera *b)* del predetto comma 3, oltre a ridurre sempre da 6 a 3 mesi il termine entro il quale deve prendere l'avvio la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, di stabilire che tale sperimentazione preveda forme di responsabilizzazione dei Gestori delle reti di distribuzione volte

all'ottimizzazione dei flussi di scambio di energia con la rete di trasmissione nazionale;

– di aggiungere, al medesimo comma 3, una previsione volta a stabilire, al fine di contribuire alla transizione ecologica, che una quota dei ricavi derivanti dallo svolgimento dell'attività di distribuzione e corrispondente alla remunerazione del capitale investito debba essere obbligatoriamente utilizzata dai Gestori delle reti di distribuzione per la realizzazione degli investimenti previsti nei piani di sviluppo delle reti di competenza di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;

– al fine di assicurare l'evoluzione del ruolo dei distributori, chiamati a sviluppare forme di coordinamento con Terna e garantire l'approvvigionamento di risorse per il bilanciamento e la gestione delle reti di competenza, di considerare urgente un deciso rafforzamento delle forme di separazione dell'attività di distribuzione dalle altre attività svolte da società appartenenti al medesimo gruppo societario, così da scongiurare un eventuale conflitto di interessi nello svolgimento delle proprie attività, capace di alterare il livello di concorrenza, specie nel mercato dei servizi di rete;

– di introdurre disposizioni ulteriori all'articolo 38 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, al fine di prevedere che,:

a) entro 6 mesi, l'ARERA perfezioni le vigenti misure di separazione funzionale dell'attività di distribuzione per le imprese appartenenti a società verticalmente integrate con ulteriori misure volte a garantire la piena indipendenza del gestore della rete di distribuzione nei propri processi decisionali e nell'attività quotidiana, facendo riferimento in particolare alle misure introdotte per il Gestore della rete di trasmissione dalla Direttiva 2009/72/CE ai Capi IV e V;

b) tenuto conto che l'efficace approvvigionamento di servizi di rete, esteso a tutte le risorse allacciate alle reti di distribuzione, richiede la massima condivisione delle informazioni in grado di orientare gli investimenti degli operatori e la loro capacità di competere sul mercato dei servizi, limitando le asimmetrie informative che favorirebbero i grandi operatori, in particolare quelli che includono nel perimetro di consolidamento gestori del sistema di distribuzione, entro 6 mesi l'ARERA individui le informazioni sullo stato del sistema, anche in tempo reale, che i gestori del sistema di distribuzione sono tenuti a rendere disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti, e le modalità con cui è garantita la piena trasparenza dei processi di selezione delle risorse sui mercati dei servizi. Entro i successivi 3 mesi, i gestori delle reti di distribuzione, a seguito di consultazione pubblica, inviano all'ARERA, per approvazione, le modalità operative con cui le informazioni sono rese disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti;

– di prevedere, al comma 5, rispetto al piano di sviluppo della rete di competenza del Gestore del sistema di distribuzione, l'avvio di una consultazione pubblica sul medesimo piano e di includere dati relativi all'evoluzione prevista per le congestioni di rete, in modo da orientare gli

investimenti privati finalizzati all'erogazione di servizi di flessibilità, indicando ARERA quale ente che definisce le procedure operative, oltre a includere nel detto piano una comparazione dei costi delle misure convenzionali di investimento nella rete e di meccanismi di flessibilità e alternative non-wire fornite, così da garantire il ricorso alla forma di investimento più conveniente da un punto di vista economico, a parità di efficacia;

– di modificare il comma 6, che introduce una serie di previsioni sul ruolo dei distributori nella promozione della mobilità elettrica, mutuandoli dall'articolo 33 della direttiva 944/2019, al fine rendere la disposizione maggiormente rispondente alla norma comunitaria che prevede espressamente che il distributore collabori in maniera non discriminatoria con tutte le imprese che intendono possedere, sviluppare e gestire, sulla base di libere determinazioni di impresa, punti di ricarica; tale vincolo a collaborare in capo al distributore non è espressamente previsto nell'articolo in esame, il quale sembra invece ispirato dall'idea che la promozione della rete dei punti di ricarica sia prerogativa del distributore, che individua i fabbisogni e mette all'asta i siti individuati;

– di armonizzare, al comma 16, quanto previsto in tema di sviluppo delle infrastrutture di ricarica con quanto previsto sullo stesso tema all'articolo 45 dallo schema di decreto legislativo 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 (cosiddetta RED II), esplicitando che sia in capo al Comune – e non al distributore – la responsabilità di definire il fabbisogno di punti di ricarica, oltre a specificare a cosa si riferiscano le aste pubbliche tese ad assegnare i punti di ricarica necessari e le relative offerte economiche, nonché quale destinazione abbiano i proventi delle aste medesime;

le Commissioni riunite, rimettono inoltre alla valutazione del Governo le seguenti raccomandazioni:

1) all'articolo 3, che introduce le nuove definizioni rilevanti nell'ambito della disciplina contenuta nello schema in esame:

– di prevedere, al comma 3, lettera *b)*, che la comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto controllato da membri o soci, ricomprendendo tra gli azionisti o membri delle comunità energetiche di cittadini che possono esercitare potere di controllo anche le piccole e le cooperative e di introdurre opportune indicazioni in materia di governance della comunità energetica dei cittadini, al fine di evitare situazioni di controllo da parte di singoli o di un numero ristretto di soci, o di soggetti interni o esterni alla compagine;

– di specificare meglio, al comma 5, la definizione di «componenti di rete pienamente integrate», tenuto conto che la formulazione appare estremamente generica e, in particolare, di valutare l'opportunità di introdurre l'individuazione, in capo all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), con opportuna cadenza, di una lista delle predette componenti, con il limite che i componenti di rete pienamente inte-

grati non possano essere componenti che svolgono servizi disponibili sui mercati;

– di prevedere un maggior livello di dettaglio, nell'ambito del mercato retail, per le definizioni di «cliente», «cliente finale» e «consumatore»;

2) all'articolo 5, che reca la disciplina dei diritti contrattuali dei clienti finali:

– di prevedere, al comma 1, la possibilità per i clienti finali di stipulare più di un contratto di dispacciamento sul medesimo punto di dispacciamento, al fine di ottimizzare il processo di fornitura energetica, con particolare riferimento ai casi in cui si è in presenza di contratti di approvvigionamento di lungo termine (PPA);

– di precisare, al comma 3, che l'obbligo di indicare nel contratto anche il livello di qualità di ciascun servizio offerto non sia rimessa alla libera definizione del venditore ma che sia definita sulla base di criteri standard individuati a monte da un soggetto terzo, quale ad esempio l'ARERA;

– di prevedere, in relazione l'obbligo di trasmettere agli utenti informazioni chiare e trasparenti su prezzi e tariffe praticati di cui al comma 7, che siano inseriti nella documentazione contrattuale tutti gli elementi utili a restituire al cliente finale le complesse dinamiche che portano alla definizione del prezzo dell'energia fornita, attraverso gli indicatori sintetici di prezzo già presenti sul Portale offerte e mediante l'indicazione delle diverse voci, regolate e non, che compongono il costo dell'energia;

– di tenere conto, nella definizione della disciplina relativa ad indennizzi e modalità di rimborso in caso di fatturazione imprecisa o tardiva, nonché alle modalità e tempistiche di emanazione delle fatture di conguaglio definitivo e di preavviso ai clienti in caso di adeguamento dei prezzi di fornitura, della regolazione già in essere per una coerente evoluzione della stessa;

3) all'articolo 6, che disciplina i diritti dei clienti finali in materia di bollette e informazioni di fatturazione:

– di introdurre al comma 5, tenuto conto che le informazioni sul mix energetico delle singole imprese di vendita rappresenteranno in modo crescente un fattore di scelta nell'esercizio del diritto a cambiare fornitore, una previsione relativa alla realizzazione di uno strumento di comparabilità di tali informazioni da mettere a disposizione dei consumatori finali. In tal modo, in esito alla determinazione dei *mix* energetici delle imprese di vendita, il GSE potrebbe rendere pubblicamente disponibili le relative informazioni, secondo modalità definite dall'ARERA, per consentire ai consumatori di confrontare il mix energetico delle imprese di vendita;

– di corredare le informazioni relative alla composizione del *mix* utilizzato con informazioni sintetiche inerenti l'impatto ambientale relativo alla produzione di energia consumata, elaborando ed inserendo nelle bollette, anche avvalendosi del Gestore dei Servizi Eneretici (GSE), indi-

catori semplici, che consentano di aumentare la consapevolezza degli utenti sull'impronta ambientale del proprio consumo;

4) all'articolo 8, in materia di diritto dei clienti finali che dispongono di un contatore intelligente di concludere, su loro espressa richiesta, un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica, di sostituire, al comma 5, nel pieno rispetto di quanto previsto nella legge di delegazione europea, la mera possibilità per ARERA di adottare provvedimenti volti a orientare la graduale tariffazione delle componenti dei contratti di fornitura diverse dall'energia elettrica secondo una logica dinamica, con contestuale riduzione delle quote fisse, con un obbligo ad adottare tali provvedimenti entro un termine di sei mesi dalla pubblicazione in *Gazzetta Ufficiale* del decreto legislativo previsto, tenendo conto della progressiva installazione dei *meter* 2 g;

5) all'articolo 9, in materia di contatori intelligenti, di prevedere, in un contesto volto a favorire e sostenere lo sviluppo di nuovi assetti di autoconsumo, anche in forma collettiva, ivi inclusi i clienti attivi e le comunità energetiche dei cittadini, che i nuovi sistemi di misura intelligenti garantiscano la coerenza delle modalità di rilevazione tra le due grandezze dell'energia elettrica, immessa e prelevata. Ai fini della congrua determinazione delle quantità oggetto di incentivazione risulta basilare che tutte le tipologie di rilevazione di dati di misura avvengano con la medesima granularità e frequenza e che, in particolare, i dati rilevati sull'energia elettrica immessa siano registrati e conservati con gli stessi criteri e per il medesimo arco temporale rispetto all'energia elettrica prelevata;

6) all'articolo 10, in materia di requisiti minimi cui deve essere conforme il portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte vigenti sul mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, di prevedere che siano introdotte disposizioni volte a rafforzarne la funzione di «educazione» dell'utente circa le complesse interazioni che presiedono alla formazione del costo dell'energia e alla confrontabilità delle offerte e di rafforzare, altresì, l'attività di vigilanza di ARERA sull'effettivo caricamento delle offerte vigenti sul mercato da parte dei venditori, al fine di garantire agli utenti la confrontabilità;

7) all'articolo 12, recante disposizioni in materia di aggregatori e partecipazione degli stessi ai mercati:

– di prevedere strumenti di favore per le aggregazioni di domanda industriale, con riferimento a perimetri territoriali o merceologici omogenei, favorendo, in particolare, l'aggregazione promossa dalle associazioni di categoria o territoriali, anche ispirandosi alla disciplina prevista per la costituzione di consorzi;

8) all'articolo 13, che dispone l'adozione di un regolamento ministeriale del MITE:

– di prevedere, al comma 1, un termine preciso, non oltre 90 giorni, affinché il Ministero della transizione ecologica definisca le condizioni e i criteri per il graduale passaggio, nell'ambito del mercato all'in-

grosso dell'energia elettrica, dall'applicazione di un prezzo unico nazionale (PUN) ai clienti finali all'applicazione di prezzi zonali definiti in base agli andamenti del mercato, nonché di determinare la data precisa, non oltre il 31 dicembre 2022, entro la quale tale graduale passaggio debba essere completato, tenendo conto non solamente dell'esigenza di salvaguardare gli indicatori di prezzo di riferimento per lo sviluppo e della trasparenza dei mercati, ma anche del corretto funzionamento di questi ultimi;

– di ridurre, al comma 2, da 12 a 6 mesi i termini entro cui il Ministero della transizione ecologica, avvalendosi di RSE S.p.A., elabora un rapporto relativo all'impatto sui mercati dell'energia elettrica della modifica del mix tecnologico di generazione;

9) all'articolo 15, che dispone che i clienti finali, anche aggregati e anche se partecipanti a una comunità energetica dei cittadini, hanno il diritto di accedere ai sistemi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulla base di tariffe pubbliche:

– di prevedere, al comma 4, che il gestore di rete trasmetta sempre anche all'ARERA le motivazioni del rifiuto alla connessione e le informazioni sulle misure necessarie al potenziamento della rete per farvi fronte e non solamente laddove sia stato rifiutato l'accesso a un punto di ricarica;

– al fine di prevenire l'insorgenza di possibili criticità nella gestione dei parametri di rete sui punti di connessione tra reti private e reti pubbliche, di specificare che in tutti i casi in cui vengono realizzate reti private per il trasporto dell'energia sia previsto il coinvolgimento del Gestore della rete di distribuzione cui le reti saranno collegate, così da valutare le possibili interazioni insorgenti dalla connessione tra le reti e prevenire potenziali criticità;

10) all'articolo 16, che contiene la classificazione e la disciplina del sistema semplice di produzione e consumo, di valutare l'opportunità, al comma 2, di prevedere che gli impianti a fonte rinnovabile possano insistere su particelle catastali non solo nella disponibilità di uno o più soggetti facenti parte dei sistemi semplici di produzione e consumo, ma anche nelle particelle confinanti;

11) all'articolo 17, in materia di sistemi di distribuzione chiusi (SDC), di chiarire, al comma 1, che la classificazione dei medesimi sistemi si applichi solamente ai sistemi di nuova realizzazione e non anche a quelli già in essere, nonché di prevedere la realizzazione di nuovi sistemi attraverso l'utilizzo preferenziale di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili;

12) all'articolo 22, in materia di funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione:

– al fine di condividere informazioni sullo stato del sistema, così da garantire il corretto dispiegamento di dinamiche concorrenziali e favorire la riduzione dei costi complessivamente sostenuti dal sistema, di prevedere, al comma 2, che entro 6 mesi dalla pubblicazione in *Gazzetta Uf-*

ficiale del decreto legislativo in esame, ARERA individui le informazioni, anche in tempo reale, che i gestori del sistema di trasmissione rendono disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti, e le modalità con cui è garantita la piena trasparenza dei processi di selezione delle risorse sui mercati dei servizi, e che entro i successivi 3 mesi, il Gestore della rete di trasmissione, a seguito di consultazione pubblica, invii all'ARERA, per approvazione, le modalità operative con cui le informazioni sono rese disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti;

– di prevedere che nei progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali regolati dall'ARERA, sia individuata un'esplicita remunerazione per il distributore di energia elettrica: i costi per la realizzazione di sistemi e infrastrutture necessari a fornire i servizi ancillari locali dovranno, dunque, essere inclusi all'interno dei ricavi ammessi;

– di sopprimere, al comma 6, il termine massimo di 3 giorni previsto dal nuovo comma 8-*quater* introdotto all'articolo 36 del decreto legislativo 1º giugno 2011, n. 93, per la notifica della decisione espressa o tacita rispetto alla nuova procedura di certificazione di Terna S.p.A., per la quale la Direttiva (UE) 2019/944 prevede solamente la «notifica senza indugio», senza termine (ARERA);

– nel rispetto dell'articolo 53 della Direttiva (UE) 2019/944, di attribuire al Governo e, in particolare, alla Presidenza del Consiglio e al Ministero della Transizione ecologica, le competenze disciplinate al comma 7 e relative alle certificazioni di operatori di Paesi terzi in materia di approvvigionamento, attualmente assegnate all'ARERA dalla lettera *b)* del nuovo comma 11, introdotto all'articolo 36 del decreto legislativo 1º giugno 2011, n. 93;

– di prevedere che il Gestore della rete di trasmissione non riceva premialità aggiuntive in riferimento alla funzione di definizione delle procedure relativi ai servizi di bilanciamento e specifiche tecniche per i servizi ancillari, e che il medesimo promuova interventi finalizzati alla riduzione dei costi di dispacciamento anche se legati ad investimenti o servizi effettuati da soggetti terzi;

13) all'articolo 24, che integra le previsioni riguardanti gli obiettivi della regolazione e le funzioni e i compiti dell'Autorità di regolazione, di allineare la formulazione di cui al comma 3, lettera *d)*, al testo del Regolamento (UE) 2019/943, tenuto conto che la lettera *d)* sembra attualmente attribuire all'Autorità il compito di disciplinare la deroga all'obbligo di ridispacciamento in base al criterio di mercato, ma solamente con riferimento agli impianti di generazione, mentre è necessario, come stabilito dall'articolo 13 del citato Regolamento, estenderlo anche ai sistemi di accumulo e alla domanda.

€ 2,00