



## Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica Atto del Governo 294

### Informazioni sugli atti di riferimento

Atto	294	
Titolo:	Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 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	
Norma delega:	di	Articoli 1, 12 e 19 della legge 22 aprile 2021, n. 53
	Senato	Camera
Date:		
trasmissione	7/08/2021	7/08/2021
annuncio	7/09/2021	9/08/2021
assegnazione	7/08/2021	7/08/2021
termine per l'espressione del parere	16/09/2021	16/09/2021
Commissione competente	10ª Commissione permanente (Industria, commercio, turismo)	X Attività Produttive
Rilievi di altre Commissioni	5ª Commissione (Bilancio), 8ª Commissione (Lavori pubblici, comunicazioni), 13ª Commissione (Territorio, ambiente, beni ambientali) e 14ª Commissione (Politiche dell'Unione europea)	V Bilancio e XIV Politiche dell'Unione Europea

### Premessa

Lo schema di decreto dà attuazione alle deleghe previste dagli articoli 12 e 19 della legge n. 53/2021 (legge di delegazione europea 2019-2020). A tal fine, esso dispone:

1. 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);
2. l'adeguamento della normativa nazionale:
  - al regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione);
  - al regolamento (UE) 2019/941, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.

Come segnala la relazione illustrativa, tali atti normativi fanno parte del c.d. *Clean Energy Package* della Commissione europea.

Si veda l'apposita pagina sul sito della Commissione europea dedicata al [pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei»](#).

Si veda altresì il tema dell'attività parlamentare [Governance europea e nazionale su energia e clima](#).

### Il "pacchetto" normativo sull'energia dell'Unione europea

L'Unione europea ha definito i propri obiettivi in materia di energia e clima per il periodo 2021-2030 con il pacchetto legislativo "*Energia pulita per tutti gli europei*" - noto come *Winter package* o *Clean energy package*. Il pacchetto, adottato tra la fine dell'anno 2018 e l'inizio del 2019, 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.

Sull'Accordo di Parigi, si rinvia al tema dell'attività parlamentare "cambiamenti climatici". Si accenna qui brevemente che l'Accordo in questione, adottato in esito alla XXI Conferenza delle Parti (COP21) tenutasi a Parigi a dicembre 2015, con la decisione 1/CP21, definisce quale obiettivo di lungo termine il contenimento dell'aumento della

temperatura ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C rispetto ai livelli pre-industriali. Si tratta del primo accordo di portata mondiale (190 parti) e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici. L'accordo prevede che ogni Paese, al momento dell'adesione, comunichi il proprio "contributo, determinato a livello nazionale" (*INDC – Intended Nationally Determined Contribution*) con l'obbligo di perseguire misure domestiche per la sua attuazione. Ogni successivo contributo nazionale (da comunicare ogni cinque anni) dovrà costituire un avanzamento rispetto al primo contributo. L'Accordo di Parigi è entrato in vigore il 4 novembre 2016 (30 giorni dopo il deposito degli strumenti di ratifica da parte di almeno 55 Parti della Convenzione che rappresentano almeno il 55% delle emissioni mondiali di gas-serra) e **si applica dal 2021**. L'UE e i suoi Stati membri sono tra le 190 parti dell'Accordo di Parigi. L'UE lo ha formalmente ratificato il 5 ottobre 2016, consentendo in tal modo la sua entrata in vigore il 4 novembre 2016. L'accordo di Parigi si inquadra nella cornice più ampia definita dall'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile. A seguito di tali impegni, l'Unione ha definito i propri **obiettivi per il periodo 2021-2030, che costituiscono l'INDC dell'UE** e per la cui attuazione è previsto il concorso di tutti gli Stati membri.

La normativa europea vigente di riferimento può essere così sintetizzata nei seguenti atti (da cui il nome di "pacchetto" sull'energia).

Il [Regolamento 2018/1999/UE](#) del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla **governance dell'Unione dell'energia**, il quale reca istituti e procedure per conseguire gli obiettivi dell'Unione per il **2030** in materia di energia e di clima. Il **Regolamento** delinea le seguenti **cinque "dimensioni"** - assi fondamentali - dell'Unione dell'energia:

- a. **sicurezza energetica;**
- b. **mercato interno dell'energia;**
- c. **efficienza energetica;**
- d. **decarbonizzazione;**
- e. **ricerca, innovazione e competitività.**

Il **meccanismo di governance** delineato nel **Regolamento** è essenzialmente basato sulle **Strategie nazionali a lungo termine** per la riduzione dei gas ad effetto serra, e, precipuamente, **sui Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC** che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030, nonché sulle corrispondenti relazioni intermedie, trasmesse dagli Stati membri, e sulle modalità integrate di monitoraggio della Commissione circa il raggiungimento dei **target unionali**, cui **tutti gli Stati membri concorrono secondo** le modalità indicate nei rispettivi **documenti programmatori**. Il **primo PNIEC**, che copre il periodo **2021-2030**, è stato **presentato dall'Italia** alle istituzioni europee **a fine dicembre 2019**.

Il Regolamento, come si è detto, è stato recentemente modificato dalla cd. "Legge europea sul clima", [Regolamento 2021/1119/UE](#).

[Regolamento 2018/842/UE](#) che fissa i livelli vincolanti delle **riduzioni delle emissioni** di ciascuno Stato membro **al 2030**. L'obiettivo vincolante a livello UE, indicato attualmente nel Regolamento, è di una **riduzione** interna di almeno il **40 % delle emissioni** di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il **2030**. Per l'**Italia**, il livello fissato al 2030 è del **-33%** rispetto al livello nazionale 2005. L'obiettivo unionale del 40% è stato recentemente reso più ambizioso dalla già citata **Legge europea sul clima** e **portato al 55%**. La disciplina del [Regolamento 2018/842/UE](#) sarà dunque oggetto di revisione.

[Direttiva 2018/2001/UE](#) sulla promozione dell'uso dell'energia da **fonti rinnovabili (RED II)**, **oggetto di recepimento con lo schema di decreto in esame**, che fissa **al 2030** una quota obiettivo dell'UE di energia da FER sul consumo finale lordo almeno pari al **32%**.

L'**Italia**, che ha centrato gli obiettivi 2020 (*overall target* del 17% di consumo da FER sui CFL di energia), concorre al raggiungimento del target UE, con un obiettivo di consumo dal FER del **30%** al 2030.

La delega al Governo per l'adozione di uno o più decreti legislativi di recepimento della Direttiva RED II è contenuta nell'[articolo 5 della L. n. 53/2021](#), Legge di delegazione europea 2019.

Il pacchetto FIT for 55% si propone di intervenire per rendere più ambizioso l'obiettivo UE (si rinvia alla pagina della Commissione: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-greendeal/delivering-european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-greendeal/delivering-european-green-deal_en)).

[Direttiva 2018/2002/UE](#) sull'**efficienza energetica** che modifica la [Direttiva 2012/27/UE](#) e fissa un obiettivo di riduzione dei consumi di energia primaria dell'Unione pari ad almeno il **32,5% al 2030** rispetto allo scenario 2007, al cui raggiungimento tutti gli Stati membri devono concorrere. L'**Italia** si è prefissa un obiettivo di risparmio energetico del **- 43%**. La direttiva è stata recepita nell'ordinamento nazionale con il [D.Lgs. 14 luglio 2020, n. 73](#).

Il pacchetto FIT for 55% si propone di intervenire per rendere più ambiziosi gli obiettivi unionali ([https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-greendeal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-greendeal_en)).

[Direttiva 2018/844/UE](#) che modifica la [direttiva 2010/31/UE](#) sulla prestazione energetica nell'edilizia e la [direttiva 2012/27/UE](#) sull'efficienza energetica (**Direttiva EPBD- Energy Performance of Buildings Directive**). La direttiva è stata recepita nell'ordinamento nazionale con il [D.Lgs. 10 giugno 2020, n. 48](#).

[Regolamento 2019/941/UE](#) sulla preparazione ai **rischi** nel settore dell'**energia elettrica**, che abroga la [direttiva 2005/89/UE](#) e [Regolamento 2019/943/UE](#), sul **mercato** interno dell'**energia elettrica** (testo per rifusione). La legge di delegazione europea 2019, all'articolo 19, delega il Governo all'adozione di uno più decreti legislativi per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni dei Regolamenti.

[Direttiva 2019/944/UE](#) relativa a norme comuni per il **mercato** interno dell'**energia elettrica** e che modifica la [direttiva 2012/27/UE](#). La citata legge di delegazione europea 2019, all'articolo 12, delega il Governo all'adozione di uno più decreti legislativi per il recepimento della Direttiva. [Regolamento 2019/942/UE](#) che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (**ACER**).

## **La direttiva (UE) 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e il il regolamento (UE) 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica**

La **Direttiva (UE) 2019/944**, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, composta di 74 articoli (testo abrogativo e di rifusione della precedente [Direttiva 2009/72/UE](#) e modificativo della [Direttiva 2012/27/UE](#) in materia di efficienza energetica), fa parte - come antiipato - del pacchetto di interventi legislativi presentato dalla Commissione europea il 30 novembre 2016, noto come *Winter package* o *Clean energy package*.

La **Direttiva (UE) 2019/944** è in particolar 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** (cfr. considerando n. 3).

La 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) 2019/943 contiene principalmente le regole sul mercato all'ingrosso e sulla gestione delle reti.

La Direttiva è entrata in vigore il 4 luglio 2019, purtuttavia numerose sue disposizioni entreranno in vigore in modo differito, le ultime delle quali il **1° gennaio 2021**. A decorrere da tale data è abrogata la [Direttiva 2009/72/UE](#).

Gli Stati membri dovranno quindi recepire le previsioni della Direttiva nella normativa nazionale entro il **31 dicembre 2020**.

Nel segnalare le principali innovazioni apportate dalla direttiva in esame, si segnala come essa, in relazione ai **consumatori**, comporti un importante mutamento di paradigma, volto a qualificare i consumatori stessi come "**clienti attivi**".

L'articolo 15 obbliga gli Stati membri a provvedere affinché i clienti finali abbiano il diritto di agire in qualità di clienti attivi senza essere soggetti a requisiti tecnici o a requisiti amministrativi, procedure e oneri discriminatori o sproporzionati (comma 1).

In particolare, **i clienti si qualificheranno come "attivi"** in quanto dovranno avere il diritto di:

- a. **operare direttamente o in maniera aggregata;**
- b. **vendere energia elettrica autoprodotta**, anche attraverso accordi per l'acquisto di energia elettrica;
- c. **partecipare a meccanismi di flessibilità** e a meccanismi di efficienza energetica;
- d. **delegare ad un terzo la gestione degli impianti** necessari per le loro attività, compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, senza che il terzo sia considerato un cliente attivo;
- e. **vedersi contabilizzata separatamente l'energia elettrica immessa in rete** e quella assorbita dalla rete come base per il calcolo degli oneri di rete; e
- f. nel caso in cui siano **proprietari di un impianto di stoccaggio di energia**, a poter connettere lo stesso alla rete in un arco di tempo ragionevole, a non essere soggetti ad alcun doppio onere, requisiti o adempimenti sproporzionati in relazione all'iter autorizzatorio nonché di essere autorizzati a fornire diversi servizi contemporaneamente, se tecnicamente possibile (comma 2).

La Direttiva sancisce due importanti principi:

1. **libertà di scelta del fornitore** (articolo 4), che deve essere assicurata dagli Stati membri a tutti i clienti

che devono inoltre essere liberi di avere più di un contratto di fornitura di energia elettrica allo stesso tempo;

2. **libertà dei fornitori di determinare liberamente il prezzo** della fornitura di energia elettrica ai clienti, in una dinamica di mercato e di effettiva concorrenza che deve essere assicurata dagli Stati membri. In deroga a quest'ultimo principio, gli Stati membri dovranno assicurare la protezione dei clienti che versino in condizioni di povertà energetica e dei soggetti classificabili come clienti vulnerabili, oltre a poter adottare interventi pubblici di fissazione dei prezzi per un periodo transitorio volto a conseguire una concorrenza effettiva a favore di clienti civili e microimprese non rientranti in dette condizioni. La fissazione da parte di organismi pubblici dei prezzi va comunque notificata alla Commissione europea, unitamente alla spiegazione dei motivi per cui altri strumenti non sono stati ritenuti sufficienti a raggiungere gli obiettivi perseguiti (articolo 5; cfr. artt. 28-29).

Come precisato nel *considerando 37*), tutti i consumatori dovrebbero poter trarre vantaggio dalla partecipazione diretta al mercato, in particolare adeguando i consumi in base ai segnali del mercato e, in cambio, beneficiare di prezzi più bassi dell'energia elettrica o di altri incentivi. Ciò si sostanzierebbe nel riconoscimento in capo agli stessi del diritto di poter scegliere di avere un sistema di misurazione intelligente e un contratto con prezzi dinamici dell'energia elettrica

In particolare, gli Stati membri devono assicurare ai **clienti finali dotati di un contatore intelligente, la possibilità di concludere**, su richiesta, **un contratto con prezzo dinamico** dell'energia elettrica con almeno un fornitore e con ogni fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali (*cfr.* articoli 11 e 21).

In aggiunta, gli Stati membri sono tenuti ad assicurare la possibilità in capo a tutti i clienti di poter **acquistare e vendere servizi di energia elettrica**, anche **mediante l'aggregazione**, indipendentemente dal loro contratto di fornitura di energia elettrica e da un'impresa elettrica di loro scelta.

L'aggregazione è definita dall'articolo 2, n. 18, della Direttiva come la funzione svolta da una persona fisica o giuridica finalizzata alla combinazione di più carichi di clienti o di energia elettrica generata, per la vendita, l'acquisto o la vendita all'asta in qualsiasi mercato dell'energia elettrica.

Come indicato nel *considerando 39*), l'introduzione di tale istituto è finalizzato a consentire agli aggregatori di svolgere il loro ruolo di intermediari tra gruppi di clienti e mercato. Al fine di garantire che il cliente finale benefici adeguatamente dell'attività degli aggregatori, gli Stati membri, nello scegliere il modello di attuazione e l'approccio di *governance* appropriati per l'aggregazione, sono invitati ad incoraggiare la gestione attiva della domanda in tutti i mercati dell'energia elettrica, ivi compresi i mercati dei servizi ancillari e della capacità.

A tutti i clienti dovrà dunque essere garantita la possibilità di poter stipulare un c.d. **contratto di aggregazione, anche senza il consenso delle imprese elettriche**, partecipando alla gestione della domanda e potendo quindi accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica in modo non discriminatorio (articolo 13).

Importante innovazione prevista dalla Direttiva concerne l'introduzione della nozione di "**comunità energetica dei cittadini**" (articolo 16). L'istituto si sostanzia in un soggetto giuridico fondato sulla partecipazione volontaria e aperta di persone fisiche, autorità locali o piccole imprese, avente lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali, e non di generare profitti finanziari. Tale comunità potrà partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.

Le comunità energetiche potranno essere costituite in forma di qualsiasi **soggetto giuridico** (es. associazione, cooperativa, organizzazione senza scopo di lucro o piccole/medie imprese). I **soggetti partecipanti** ad una comunità energetica **manterranno** al contempo tutti i loro **diritti e obblighi di clienti civili o clienti attivi**.

Le comunità energetiche dovranno poter operare sul mercato a condizioni paritarie e non discriminatorie rispetto gli altri soggetti, potendo assumere liberamente i ruoli di cliente finale, produttore, fornitore o gestore dei sistemi di distribuzione.

Con riferimento alle **bollette**, esse devono essere **chiare, concise e** presentate in modo **da facilitare i confronti**. Le **informazioni di fatturazione** devono essere fornite **almeno ogni sei mesi o una volta ogni tre mesi**, se richiesto, oppure, qualora il cliente finale abbia optato per la fatturazione elettronica, e almeno una volta al mese se i contatori possono essere letti in remoto (art. 18).

Quanto al tema dell'**accesso ai dati** e dell'**interoperabilità**, la direttiva aggiorna le norme sull'accesso ai dati del contatore e di consumo/generazione da parte di operatori di rete, consumatori, fornitori e prestatori di servizi. Inoltre, prevede che la Commissione europea istituirà norme di interoperabilità di diritto derivato per facilitare lo scambio di dati. I soggetti responsabili della gestione dei dati devono garantire un accesso non discriminatorio ai dati dei contatori intelligenti nel rispetto delle norme sulla protezione dei dati (artt. 23-24).

Sul tema dell'**elettromobilità**, gli Stati membri definiscono il quadro normativo necessario per **agevolare la connessione dei punti di ricarica** per veicoli elettrici alle reti di distribuzione. I gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) possono solo possedere, sviluppare, gestire o esercire i punti di ricarica se nessun altro organismo ha espresso interesse in una procedura di appalto aperta, soggetta all'approvazione da parte dell'autorità di regolazione e in linea con le regole d'accesso di parti terze (art. 33).

I **gestori del sistema di distribuzione (DSO)** sono responsabili di garantire la **capacità a lungo termine del sistema**, di soddisfare le richieste di distribuzione di energia elettrica, compresa l'integrazione efficiente in termini di costi delle nuove installazioni di generazione di elettricità e, in particolare, di quelle che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché di fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie per un accesso e un utilizzo efficienti del sistema; devono pubblicare **piani di sviluppo delle reti** che definiscano gli investimenti programmati per i successivi cinque-dieci anni; qualora facciano parte di un'impresa verticalmente integrata, sono indipendente, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, da altre attività non connesse alla distribuzione; **non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia**, tranne nei casi in cui sono soddisfatte determinate condizioni (artt. 30-39).

Merita particolare approfondimento la finalità della direttiva di delineare un nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica in cui i **servizi di stoccaggio** siano **basati esclusivamente sul mercato** e pertanto siano erogati unicamente **su base competitiva**.

In tale contesto, l'articolo 36 prevede espressamente il divieto per i gestori dei sistemi di distribuzione di possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia, a meno che non si tratti di componenti di rete pienamente integrati e l'Autorità di regolazione nazionale abbia concesso la sua approvazione, oppure impianti necessari affinché i gestori possano garantire il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione, non utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica e per i quali non sia stato possibile identificare, a seguito di una procedura di gara aperta, un soggetto terzo in grado di erogare il servizio.

Analogo divieto è disposto per i gestori dei sistemi di trasmissione (c.d. **transmission system operators – TSO**) dall'articolo 54, fatte salve le medesime deroghe previste per gestori dei sistemi di distribuzione.

I **Gestori di sistemi di trasmissione (GST)** devono **garantire la capacità a lungo termine del sistema** di soddisfare richieste di trasmissione di energia elettrica, in stretta collaborazione con i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione limitrofi; devono gestire il funzionamento sicuro del sistema, compreso il mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica; non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia, a condizioni simili a quelle applicate ai gestori del sistema di distribuzione (art. 40 e ss.).

L'articolo 43, in particolare, enuncia e dettaglia il **principio di separazione proprietaria dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di trasmissione**.

In tema di **designazione e certificazione dei GST**, si segnala, in particolare, l'articolo 53, secondo il quale, qualora la certificazione di gestore di un sistema di trasmissione sia richiesta da un proprietario di sistema di trasmissione controllato da una o più persone di un paese terzo o di paesi terzi, l'autorità di regolazione lo comunica alla Commissione europea. La certificazione può essere negata nel caso di mancata ottemperanza alla separazione proprietaria (art. 43), ovvero allorquando vi sia pregiudizio per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dello stato membro e dell'Unione europea nella sua globalità.

In merito al mancato recepimento della [direttiva 2019/944/UE](#) è stata inviata dalla Commissione europea una lettera di messa in mora ai sensi dell'articolo 258 TFUE.

Il [regolamento \(UE\) 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica](#) 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.

Esso stabilisce una metodologia comune e definisce le regole per la cooperazione tra i paesi dell'UE al fine di prevenire, preparare e gestire le crisi dell'energia elettrica in uno spirito di solidarietà e trasparenza, nel rispetto dei requisiti per un [mercato interno dell'energia elettrica](#) che sia competitivo.

Abroga la direttiva [2005/89/UE](#) che stabiliva le misure che i paesi dell'UE dovevano adottare per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica in generale.

## La normativa di delega

L'**articolo 12** della [legge n. 53/2021](#) (Legge di delegazione europea 2019-2020) detta i **principi e criteri di delega** per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il **mercato interno dell'energia elettrica** (testo abrogativo e di rifusione della precedente [Direttiva 2009/72/UE](#) sul mercato

elettrico e modificativo della [Direttiva 2012/27/UE](#) in materia di efficienza energetica). L'articolo, in particolare, precisa che il Governo osservi, oltre ai principi e criteri direttivi generali di cui all'[articolo 32 della legge 24 dicembre 2012, n. 234](#), anche i seguenti **specifici principi e criteri direttivi**:

a) in coerenza con le modalità e gli obblighi di servizio pubblico, definire la **disciplina relativa alle comunità energetiche dei cittadini**, attive nell'ambito della generazione, dell'approvvigionamento, della distribuzione, dell'accumulo, della condivisione, della vendita di energia elettrica e della fornitura di servizi energetici, ivi inclusi i servizi di efficienza energetica e di ricarica dei veicoli elettrici, valorizzando la rete elettrica esistente e assicurando un'adeguata partecipazione ai costi di sistema;

b) aggiornare e semplificare il quadro normativo in materia di **configurazioni per l'autoconsumo, di sistemi di distribuzione chiusi e di linee dirette**, disciplinando le modalità e gli obblighi di servizio pubblico e **prevedendo un'adeguata partecipazione ai costi di sistema e di rete**;

c) definire il quadro normativo semplificato per lo **sviluppo e la diffusione dei sistemi di accumulo e per la partecipazione degli stessi ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi**, tenuto conto degli obiettivi di sviluppo e integrazione della generazione da fonti rinnovabili. Il quadro normativo semplificato dovrà inoltre tener conto delle esigenze di flessibilità e adeguatezza del sistema elettrico, prevedendo:

- l'attivazione di servizi di flessibilità e ancillari anche di carattere standardizzato sulle reti di distribuzione ai sensi degli articoli 31 e 32 della Direttiva 2019/944, nonché

- l'adozione delle necessarie procedure autorizzative e degli strumenti funzionali all'adozione di soluzioni di mercato con un orizzonte a lungo termine, al fine di dare stabilità agli investimenti.

Lo stesso quadro dovrà, in particolare, definire procedure autorizzative armonizzate e semplificate per la costruzione e l'esercizio di accumuli di energia e individuare modalità di realizzazione congruenti con la finalità di accogliere l'intera produzione da fonti rinnovabili non programmabili, individuata come necessaria per il raggiungimento degli obiettivi del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC);

d) dovrà essere definita una **disciplina unica in materia di comunità energetiche, autoconsumo collettivo e sistemi di accumulo**. La normativa relativa alle comunità energetiche dei cittadini [di cui alla citata lett. a)], alle configurazioni per l'autoconsumo [di cui alla lett. b)] e allo sviluppo e diffusione dei sistemi di accumulo [di cui alla lett. c)] dovrà pertanto essere coerente con la disciplina attuativa della Direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili (cd. RED II).

e) aggiornare il quadro normativo delle misure per implementare la protezione dei **clienti vulnerabili e in condizioni di povertà** energetica.

f) prevedere misure per **l'evoluzione del ruolo e delle responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione**, in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione, in funzione delle esigenze di flessibilità del sistema e di **integrazione della generazione distribuita** e della gestione della domanda, secondo criteri di gradualità.

g) riordinare la disciplina di adozione del piano di sviluppo della **rete di trasmissione nazionale** - da adottare con cadenza biennale, coordinandolo con il piano di sicurezza - e le procedure finalizzate all'accelerazione dei tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi, inclusi quelli ambientali.

h) aggiornare la **disciplina degli obblighi di servizio pubblico degli impianti di produzione di energia elettrica** e dei processi di messa fuori servizio e dismissione al fine di garantire le esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

i) prevedere, in caso di mancato rispetto da parte delle imprese elettriche degli obblighi previsti dalla direttiva 2019/944, dal [regolamento \(CE\) n. 2019/943](#) o dalle pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori per l'energia (ACER) o dell'autorità nazionale di regolazione, l'irrogazione da parte dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) di **sanzioni amministrative pecuniarie effettive, proporzionate e dissuasive**, incluso il potere di imporre sanzioni fino al 10 % del fatturato annuo del gestore del sistema di trasmissione o fino al 10 % del fatturato annuo dell'impresa verticalmente integrata.

l) indirizzare i principi tariffari verso una tariffazione dinamica dell'energia elettrica riducendo la parte di componenti fisse delle fatture per l'energia elettrica.

m) introdurre misure per il **potenziamento dell'infrastruttura di rete e la promozione di smart grids** propedeutiche all'ottenimento dei risultati previsti nella strategia del *Clean Energy Package*.

Come noto, la **legge 24 dicembre 2012, n. 234** ha riformato organicamente le norme che regolano la **partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa europea**. La nuova disciplina sostituisce integralmente la [legge n. 11 del 2005](#) (legge Buttiglione) che a sua volta aveva abrogato la [legge n. 86 del 1989](#) (legge La Pergola). L'art. 32 reca i principi e criteri direttivi generali di delega per l'attuazione del diritto dell'Unione europea (massima semplificazione dei procedimenti, divieto di introduzione livelli di regolazione superiori a quelli minimi richiesti dalle direttive, previsione di sanzioni amministrative e penali per le infrazioni; tecniche normative chiare; salvaguardia dell'unitarietà dei processi decisionali e della trasparenza, celerità, efficacia e economicità nell'azione amministrativa; parità di trattamento dei cittadini italiani rispetto ai cittadini degli altri Stati membri dell'Unione europea).

L'[articolo 19 della Legge n. 53/2021](#), al **comma 1** delega il Governo ad adottare uno o più decreti legislativi per l'adeguamento della normativa nazionale ai **regolamenti (UE) 2019/943 e 2019/941**.

In base al **comma 2**, nell'esercizio della delega il Governo osserva, oltre ai principi e criteri direttivi

generali di cui all'[articolo 32 della legge n. 234 del 2012](#) (su cui si veda la nota sopra), anche i seguenti principi e criteri direttivi specifici:

a) **riordinare, coordinare e aggiornare** le disposizioni nazionali al fine di adeguarle alle disposizioni del regolamento (UE) 2019/943 e del regolamento (UE) 2019/941, con **abrogazione espressa** delle disposizioni incompatibili secondo i seguenti **indirizzi specifici**:

1) prevedere l'avvio di un processo per il graduale **superamento** del **Prezzo Unico Nazionale** - PUN;

2) prevedere una semplificazione e una modifica della disciplina del **dispacciamento** e dei **mercati all'ingrosso** dell'energia volte a tener conto delle nuove esigenze di **flessibilità** del sistema e della necessità di **integrazione** della **generazione distribuita**, degli **aggregatori**, delle fonti **rinnovabili non programmabili**, dei sistemi di **accumulo** e della **gestione della domanda**. A tal fine, devono essere previsti, fra l'altro, il ricorso a contratti di acquisto di energia a **prezzo dinamico**, l'avvio di **sperimentazioni** e attività di **dispacciamento locale** e **auto-dispacciamento** in sinergia con quanto disposto all'articolo 12, comma 1, lettera e), della [Legge n. 53/2021](#), nonché la possibilità di stipulare **accordi diretti semplificati** fra produttore e consumatore di energia all'interno della medesima zona di mercato;

b) nell'opera di riordino di cui alla lettera a), attribuire all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) le competenze in materia di **esenzione** dell'accesso ai terzi per gli **interconnettori** ai sensi di quanto disposto dall'articolo 63, paragrafo 4, del **regolamento (UE) 2019/943**, al fine di **semplificare** la gestione delle procedure di **richiesta di esenzione**;

c) in materia di ricorso al **ridispacciamento** della **generazione**, allo **stoccaggio** dell'energia e alla gestione della domanda non basati sul mercato di cui all'articolo 13, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2019/943, conferire all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) le competenze finalizzate alla **deroga all'obbligo di ridispacciare gli impianti di generazione**. L'articolo 13, paragrafo 3, del Regolamento (UE) 2019/943 prevede che si può ricorrere al ridispacciamento della generazione, allo stoccaggio dell'energia e alla gestione della domanda non basati sul mercato solo: in mancanza di alternative di mercato; se tutte le risorse disponibili basate sul mercato sono state sfruttate; se il numero degli impianti di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda è troppo basso per assicurare una concorrenza effettiva nella zona nella quale sono situati impianti adatti a fornire il servizio; oppure se l'attuale situazione di rete comporta congestione in modo talmente periodico e prevedibile che il ridispacciamento basato sul mercato porterebbe a offerte strategiche periodiche, che causerebbero un aumento del livello di congestione interna, e se lo Stato membro interessato ha adottato un piano d'azione volto ad affrontare tale congestione o garantisce che la capacità minima disponibile per gli scambi interzonalari sia conforme all'articolo 16, paragrafo 8;

d) stabilire, in caso di mancato rispetto degli obblighi previsti dal regolamento (UE) 2019/943, l'irrogazione da parte dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente di **sanzioni amministrative pecuniarie effettive, proporzionate e dissuasive**.

Per ulteriori ragguagli si veda il [dossier](#) progetti di [legge n. 279/2 del 9 novembre 2020](#), predisposto in occasione dell'esame dell'AC 2757 (Legge di delegazione europea 2019-2020), pp. 114-122 e 152-158.

## Contenuto

Lo schema si compone di 27 articoli e di un allegato.

L'**articolo 1** stabilisce i seguenti principi alla base della disciplina del mercato dell'energia elettrica: 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 consumatori, protezione dei clienti vulnerabili e in condizione di povertà energetica. L'organizzazione del mercato tiene altresì conto dell'esigenza di dare stabilità agli investimenti necessari per la transizione energetica previsti dal piano nazionale integrato energia e clima e per l'aumento della capacità di interconnessione di cui al regolamento (UE) 2018/1999. L'articolo dispone espressamente la salvezza delle disposizioni tributarie in materia di accisa sull'energia elettrica.

L'**articolo 2** recepisce le nuove definizioni previste dalla direttiva UE n. 2019/944 e rende coerenti con il quadro europeo alcune definizioni già presenti nella disciplina nazionale. A tal fine, esso novella l'articolo 2 del [decreto legislativo n. 79/1999](#) (*Attuazione della [direttiva 96/92/UE](#) recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*). In particolare, con la sostituzione del comma 16 del predetto articolo è introdotta la nuova definizione di "linea diretta"; è poi introdotto il nuovo comma 22-*bis*, recante la definizione di "servizio ancillare non relativo alla frequenza"; con la sostituzione del comma 25-*terdecies* è infine modificata la definizione di "impresa elettrica".

Per **servizio ancillare** (non relativo alla frequenza) si intende il servizio utilizzato da un Gestore del sistema di trasmissione o un da Gestore del sistema di distribuzione per la regolazione della tensione, per le immissioni e i prelievi di potenza reattiva; per il mantenimento dell'inerzia, per la stabilità della rete e la potenza di corto circuito, per la capacità di *black start* (riavvio) e per la capacità di funzionamento in isola.

La direttiva reca anche la definizione di «**servizio ancillare**» in generale, inteso come il servizio

necessario per la gestione di un sistema di trasmissione o di distribuzione compresi il bilanciamento e i servizi ancillari non relativi alla frequenza, ma esclusa la gestione della congestione.

L'**articolo 3** introduce le nuove definizioni rilevanti nell'ambito della disciplina contenuta nello schema in esame.

Tali definizioni riguardano: il cliente attivo; la comunità energetica dei cittadini; il centro di coordinamento regionale; le componenti di rete pienamente integrate; lo stoccaggio di energia; l'impianto di stoccaggio dell'energia; la gestione della domanda; l'aggregazione; l'aggregatore indipendente; il partecipante al mercato; l'interconnettore; il responsabile del bilanciamento; il contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica; la rete pubblica con obbligo di connessione di terzi.

L'**articolo 4** stabilisce che i partecipanti al mercato provenienti dai Paesi non appartenenti all'Unione europea sono tenuti al rispetto del diritto dell'Unione europea e del diritto nazionale, comprese le normative in materia di ambiente e sicurezza.

L'**articolo 5** disciplina i diritti contrattuali dei clienti finali. In particolare, i clienti finali hanno il diritto di acquistare energia elettrica dal produttore o dal fornitore di loro scelta, anche se stabilito nel territorio di un diverso Stato membro, purché siano rispettate le norme in materia di scambi e di bilanciamento. I clienti finali possono stipulare più di un contratto di fornitura allo stesso tempo, a condizione che siano stabiliti i necessari punti di connessione e di misurazione.

I clienti finali, ferme e impregiudicate le norme di diritto nazionale e di diritto dell'Unione europea a tutela dei consumatori, beneficiano dei diritti contrattuali previsti dai commi da 2 a 13. Infine, l'ARERA, con uno o più atti da adottare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, deve stabilire le misure necessarie al fine di rendere effettivi i diritti previsti dall'articolo in questione.

L'**articolo 6** disciplina i diritti dei clienti finali in materia di bollette e informazioni di fatturazione. In particolare, esso stabilisce il diritto a ricevere bollette e informazioni di fatturazione accurate, chiare, di facile consultazione e idonee a facilitare il confronto tra le diverse offerte di fornitura. Tutte le bollette e le informazioni di fatturazione devono essere fornite gratuitamente.

L'**articolo 7** disciplina il diritto del cliente a cambiare il proprio fornitore senza discriminazioni legate a costi, oneri o tempi. Tale cambio deve avvenire entro il termine massimo di tre settimane dalla data di ricevimento della richiesta, definendo le modalità di fatturazione da parte del nuovo fornitore a partire dalla data dell'avvenuto cambio.

L'**articolo 8** disciplina il diritto dei clienti finali che dispongono di un contatore intelligente di concludere, su loro espressa richiesta, un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica con ciascun fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali.

Si ricorda che l'articolo 3 definisce il **contratto con prezzo dinamico** come il contratto di fornitura di energia elettrica tra un fornitore e un cliente finale che rispecchia la variazione del prezzo sui mercati a pronti, inclusi i mercati del giorno prima e i mercati infra giornalieri, a intervalli pari almeno alla frequenza di regolamento di mercato.

Il cliente finale deve esprimere il proprio consenso espresso e specifico alla conversione del proprio contratto di fornitura in un contratto con prezzo dinamico. Il contratto di fornitura con prezzo dinamico si basa sui dati effettivi di consumo del cliente finale, come rilevati dal contatore intelligente, che consente il controllo e la verifica dei dati ad opera del cliente stesso. I dati di consumo sono riportati anche nella bolletta e negli altri documenti di fatturazione, i quali indicano altresì il calcolo degli importi fatturati. Nell'offerta relativa a un contratto di fornitura con prezzo dinamico, il fornitore informa il cliente finale sulle condizioni contrattuali e sui prezzi di riferimento utilizzati, sulle opportunità e sui rischi derivanti dalla stipula di contratti di questo tipo, nonché sulla necessità di installare un contatore intelligente e sui relativi costi. L'ARERA rafforza gli strumenti per la tutela dei clienti finali che stipulano contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica da eventuali pratiche abusive. L'ARERA, per dieci anni a partire dalla data di entrata in vigore del decreto, monitora la diffusione e lo sviluppo dei contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica, rilevandone gli eventuali rischi, e ne riferisce nell'ambito della relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta di cui all'[articolo 2, comma 12, lettera i\) della legge n. 481/1995](#)[1], analizzando, tra l'altro, le offerte di mercato, l'impatto sulle bollette dei consumatori e il livello di volatilità dei prezzi. L'ARERA, anche tenendo conto dei risultati dell'attività di monitoraggio e della relazione annuale, può 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, tenuto conto dell'esigenza di promozione della gestione della domanda e dell'efficienza energetica negli usi finali.

L'**articolo 9** prevede il diritto dei clienti finali di avere l'accesso a **contatori intelligenti** e individua i requisiti minimi che questi ultimi devono rispettare. L'ARERA assume il compito di stabilire 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 consumatori e con le reti intelligenti, nonché la capacità di fornire informazioni per i sistemi di gestione energetica dei consumatori. I requisiti sono conformi alle norme tecniche europee in materia e alle migliori prassi; sono quindi elencate condizioni minime.

L'**articolo 10**, al fine di assicurare la confrontabilità e la trasparenza delle offerte presenti sul mercato elettrico, elenca i 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**, con particolare riferimento alle utenze domestiche, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc). L'ARERA, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, assicura la conformità del portale ai requisiti previsti.

L'**articolo 11** intende dare attuazione al criterio previsto dall'[articolo 12, comma 1 lettera e\), della legge n. 53/2021](#), concernente l'aggiornamento del quadro normativo in materia di **protezione dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica**. Si prevede l'individuazione della platea dei clienti vulnerabili, definendo tali i clienti civili (domestici) che si trovano in condizioni di svantaggio economico o che versano in gravi condizioni di salute e che per tali ragioni utilizzano dispositivi medico-terapeutici necessari per il mantenimento in vita e perciò non disalimentabili; coloro presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute e che per tali ragioni utilizzano dispositivi medico-terapeutici necessari per il mantenimento in vita; i soggetti rientranti nella definizione di "persona handicappata" ai sensi della [Legge n. 104/1992](#), articolo 3; i clienti le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse e le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi; sono inoltre ricompresi tra i vulnerabili i clienti civili con età anagrafica superiore a 75 anni.

L'**articolo 12** reca disposizioni in materia di **aggregatori** e partecipazione degli stessi ai mercati.

Si ricorda che ai sensi dell'articolo 2, comma 9, "l'aggregazione è la funzione svolta da una persona fisica o giuridica che combina più carichi di clienti o l'energia elettrica generata per la vendita, l'acquisto o la vendita all'asta in qualsiasi mercato dell'energia elettrica".

I clienti sono liberi di acquistare e vendere tutti i servizi connessi al mercato dell'energia elettrica diversi dalla fornitura e di stipulare contratti di aggregazione, indipendentemente dal proprio contratto di fornitura di energia e rivolgendosi a imprese elettriche di loro scelta. In particolare, i clienti possono stipulare contratti di aggregazione senza che vi sia bisogno del consenso del proprio fornitore di energia elettrica. I clienti hanno il diritto di essere informati, in maniera esaustiva, dai partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione sui termini e sulle condizioni dei contratti loro offerti, nonché di ricevere gratuitamente, su loro richiesta e almeno una volta per ogni periodo di fatturazione, tutti i dati di gestione della domanda e i dati relativi all'energia elettrica fornita e venduta.

L'**articolo 13** prevede adozione di un regolamento ministeriale del MITE, sentita l'ARERA e previo parere delle competenti Commissioni parlamentari, per la definizione delle condizioni e dei criteri per il graduale passaggio, nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, dall'applicazione di un **prezzo unico nazionale (PUN)** ai clienti finali all'applicazione di prezzi zionali definiti in base agli andamenti del mercato, tenuto conto dell'esigenza di salvaguardare gli indicatori di prezzo di riferimento per lo sviluppo e la trasparenza dei mercati, anche ai sensi dell'articolo 11 del decreto. A tal fine, il MITE, avvalendosi di Ricerca sul sistema energetico S.p.A. (RSE), nell'ambito delle risorse destinate allo svolgimento delle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale per il settore elettrico, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, elabora un rapporto relativo all'impatto sui mercati dell'energia elettrica della modifica del *mix* tecnologico di generazione, per effetto della crescita della generazione da fonti rinnovabili e delle prospettive di sviluppo della partecipazione attiva della domanda nei mercati, dello sviluppo delle reti, nonché dell'impatto del passaggio ai prezzi zionali sui clienti finali e dell'esigenza di adeguamento degli strumenti di tutela dei clienti vulnerabili di cui all'articolo 11 del decreto.

Secondo la relazione illustrativa, il PUN sarà un meccanismo che consente ai consumatori finali di pagare un prezzo medio ponderato, indipendentemente dalla zona di mercato in cui sono localizzati, in luogo di prezzi zionali (si presume, penalizzanti).

L'**articolo 14** introduce disposizioni con riferimento al fenomeno dei **clienti attivi** e delle **comunità energetiche dei cittadini**.

In primo luogo, si stabilisce che i clienti finali hanno il diritto di partecipare al mercato in qualità di clienti attivi, senza essere assoggettati a procedure od oneri discriminatori o sproporzionati ovvero a oneri di rete che non rispecchiano i costi effettivi. I clienti attivi possono partecipare al mercato individualmente, in maniera aggregata ovvero mediante le comunità energetiche; hanno il diritto di vendere sul mercato l'energia elettrica autoprodotta, anche stipulando accordi per l'acquisto di energia elettrica; hanno il diritto di prendere parte a meccanismi di flessibilità e a meccanismi di efficienza energetica; possono attribuire a soggetti terzi la gestione degli impianti necessari, 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; sono sottoposti a

oneri di rete idonei a rispettare i costi, trasparenti e non discriminatori e contabilizzano separatamente l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete, così da garantire un contributo adeguato ed equilibrato alla ripartizione globale dei costi di sistema; sono i responsabili, dal punto di vista finanziario, degli squilibri che apportano alla rete elettrica e sono responsabili del bilanciamento ovvero delegano la propria responsabilità a soggetti terzi, ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/943.

Alle comunità energetiche dei cittadini possono partecipare tutti i soggetti interessati, che possono recedere dalla configurazione della comunità con le medesime garanzie e con gli stessi diritti previsti dall'articolo 7 per il cambio di fornitore.

La comunità opera in almeno uno degli ambiti costituiti 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.

La comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto privato che può assumere qualsiasi forma giuridica, fermo restando che il suo atto costitutivo deve individuare quale scopo principale il perseguimento, a favore dei membri o dei soci o del territorio in cui opera, di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, non potendo perseguire profitti finanziari.

*Appare opportuno verificare la necessità di disciplinare in questa sede le comunità energetiche dei cittadini, attesa la contemporanea presentazione dell'atto del Governo n. 292, che all'articolo 31 reca analogo disciplina.*

L'**articolo 15** prevede 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, praticabili per ogni tipologia di cliente e applicate dai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione in maniera obiettiva e non discriminatoria. Le tariffe ovvero le metodologie di calcolo delle stesse devono essere approvate dall'ARERA anteriormente alla loro applicazione, secondo le procedure stabilite dall'Autorità medesima. Le tariffe e le modalità di calcolo approvate sono pubblicate in un'apposita sezione del sito web dell'ARERA e le modalità di calcolo sono pubblicate almeno quindici giorni prima della loro concreta applicazione. Il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica può rifiutare l'accesso unicamente nel caso in cui manchi la capacità necessaria. Il rifiuto deve essere motivato e fondato su criteri oggettivi e giustificati, previamente definiti dall'ARERA con il medesimo provvedimento e pubblicati in un'apposita sezione del proprio sito web. In ogni caso, i clienti finali la cui richiesta di accesso al sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica sia stata rigettata possono accedere alla procedura stragiudiziale di risoluzione delle controversie disciplinate da ARERA.

L'**articolo 16** contiene la classificazione e la disciplina del sistema semplice di produzione e consumo, definendo "**sistema semplice di produzione e consumo**" il sistema in cui una linea elettrica collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona fisica o giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario.

*Appare opportuno coordinare questa disposizione con l'articolo 30 dell'Atto del Governo n. 292, che disciplina l'autoconsumo di energia rinnovabile.*

L'**articolo 17** introduce una nuova disciplina dei **sistemi di distribuzione chiusi (SDC)** ovvero i sistemi per la distribuzione di energia elettrica all'interno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi all'interno di un'area limitata nei casi in cui:

- a. per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti di tale sistema sono integrati, per cui le unità di consumo risultano funzionalmente essenziali al processo produttivo integrato;
- b. il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema e alle loro imprese correlate, in un'area insistente sul territorio di non più di due Comuni adiacenti, fatte salve le specifiche esigenze di cui alla lettera a).

Per la realizzazione dei sistemi di distribuzione chiusi, il gestore del sistema di distribuzione chiuso deve essere titolare di una sub-concessione di distribuzione stipulata con il gestore del sistema di distribuzione, previa autorizzazione del Ministero della transizione ecologica. Il sistema non può fornire energia elettrica ai clienti civili.

L'**articolo 18** 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**, articolato per le zone rilevanti della rete di trasmissione, tenendo conto:

- dei fabbisogni già individuati del PNIEC;
- della presumibile concentrazione geografica delle richieste di connessione alla rete elettrica di impianti di

- produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare non programmabili;
- degli sviluppi di rete;
  - delle esigenze di servizio.

La proposta deve essere presentata entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, al fine di massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e di favorirne l'integrazione nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi ancillari, nonché al fine di assicurare la maggiore flessibilità del sistema. La proposta distingue il fabbisogno, oltre che su base geografica, anche sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione al tipo di funzione a cui si riferisce il fabbisogno.

L'**articolo 19** introduce il nuovo articolo 38-bis (*Sistemi di stoccaggio facenti parte dei sistemi di distribuzione e del sistema di trasmissione*) nel [decreto legislativo n. 93/2011](#). La nuova disposizione prevede che il Gestore del sistema di trasmissione nazionale (GSE) e il Gestore del sistema di distribuzione (Terna), nell'ambito di quanto previsto dai rispettivi piani di sviluppo della rete, possono proporre di sviluppare e gestire impianti di stoccaggio dell'energia, solo se questi sono componenti di rete pienamente integrati per i quali l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente ha concesso la sua approvazione.

Come riportato dalla relazione illustrativa, tale disposizione deroga al divieto generale per i gestori di rete di possedere, sviluppare e gestire sistemi di stoccaggio elettrico.

L'**articolo 20** novella l'articolo 1-*quinquies* del [decreto legge n. 239/2003](#), in relazione alla disciplina degli **obblighi di servizio pubblico a carico dei gestori degli impianti di generazione elettrica** e alle procedure di messa fuori servizio per le esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

A tal fine, si prevede che il Ministro della transizione ecologica, sentita l'Autorità di regolazione per l'energia reti e ambiente, disciplini con proprio regolamento:

- a. gli obblighi di servizio pubblico a carico dei gestori degli impianti di produzione di energia elettrica e di accumulo di energia;
- b. i criteri e le modalità con cui il gestore della rete di trasmissione nazionale valuta preventivamente, in relazione agli effetti stimabili, la domanda di messa fuori servizio di determinati impianti;
- c. i criteri per la compensazione dei costi fissi a carico dei gestori di impianti di produzione per i quali la domanda di messa fuori servizio definitiva non può essere accolta dal Ministro della transizione ecologica con la decorrenza richiesta dal produttore, per motivi di sicurezza del sistema elettrico nazionale, limitatamente al tempo strettamente necessario a dotare il sistema di risorse sostitutive;
- d. le modalità e le tempistiche con cui il gestore della rete di trasmissione nazionale predispone, aggiorna e rende disponibili al MITE le proprie valutazioni in materia di sicurezza e di adeguatezza del sistema elettrico nazionale.

Le novelle all'articolo 1-*quinquies* del [decreto-legge n. 239/2003](#) prevedono infine che le suddette misure sono immediatamente comunicate dal MITE alla Commissione europea, con adeguata motivazione in ordine ai possibili effetti delle misure stesse sulla concorrenza nazionale e internazionale nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi. Il MITE informa la Commissione europea, con cadenza almeno biennale, delle eventuali modifiche apportate alle misure in questione.

L'**articolo 21** modifica alcune disposizioni riguardanti le **misure di salvaguardia in caso di crisi del sistema elettrico**. A tal fine, novella il [decreto legislativo n. 93/2011](#), modificandone l'articolo 4 e inserendovi il nuovo articolo 8-*bis*.

Quest'ultimo, in particolare, prevede la competenza del MITE per la valutazione dei rischi per il sistema elettrico nazionale nonché per la predisposizione del Piano di preparazione ai rischi, avvalendosi del gestore della rete di trasmissione nazionale.

L'elaborazione del Piano è disciplinata dal regolamento (UE) 2019/941 all'articolo 10; l'articolo 11 stabilisce i contenuti dei piani di preparazione ai rischi relativamente alle misure nazionali, mentre l'articolo 12 è relativo ai contenuti dei piani di preparazione ai rischi relativamente alle misure regionali e bilaterali.

Il **Piano di preparazione ai rischi** dispone le misure nazionali o regionali, programmate o adottate in via di prevenzione, preparazione o attenuazione delle crisi dell'energia elettrica, e contiene almeno quanto previsto dall'articolo 11 del Regolamento, specificando tra l'altro, i compiti operativi riguardanti la pianificazione della preparazione ai rischi e la loro gestione, da delegare al Gestore della rete di trasmissione nazionale.

Il Ministro della transizione ecologica adotta il Piano di preparazione ai rischi entro il 5 gennaio 2022, aggiornandolo ogni quattro anni, salvo che le circostanze richiedano aggiornamenti più frequenti.

Il Piano adottato è pubblicato sul sito web del MITE, garantendo nel contempo la riservatezza delle informazioni sensibili, in particolare quelle sulle misure di prevenzione e attenuazione delle conseguenze di attacchi dolosi, nel rispetto di quanto l'articolo 19 del regolamento (UE) n. 2019/941 ha previsto in relazione al trattamento delle informazioni riservate. Il MITE trasmette alla Commissione europea una relazione annuale contenente il monitoraggio del piano di attuazione delle misure per lo sviluppo del mercato elettrico, ai sensi dell'articolo 20, comma 3, del regolamento (UE) 2019/943. Il parametro di adeguatezza del sistema elettrico nazionale, il quale indica il necessario livello di sicurezza dell'approvvigionamento dello Stato membro in modo trasparente e che l'articolo 25 del regolamento (UE) 2019/943 denomina parametro di

"affidabilità", è individuato con decreto non regolamentare del Ministro della transizione ecologica, su proposta dell'ARERA. L'articolo 25 appena richiamato prevede inoltre che il parametro di affidabilità è calcolato utilizzando almeno il valore del carico perso e il costo di nuovo ingresso in un determinato periodo ed è espresso come «energia prevista non fornita» e «previsione di perdita di carico»; nell'applicare i meccanismi di capacità, i parametri che determinano il quantitativo di capacità che s'intende ottenere nel meccanismo di capacità sono approvati dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo Stato membro, sulla base della proposta dell'autorità di regolazione.

L'**articolo 22** integra il quadro normativo vigente in relazione alle **funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione**. A tal fine, esso novella alcune disposizioni del [decreto legislativo n. 79/1999](#) (Attuazione della [direttiva 96/92/UE](#) recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) nonché del [decreto legislativo 93/2011](#) (Attuazione delle direttive 2009/72/UE, 2009/73/UE e 2008/92/UE 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/UE e 2003/55/UE).

In particolare, si chiariscono gli obblighi in capo al gestore della rete e le modalità di funzionamento del mercato dei servizi ancillari. Si prevede per il gestore l'obbligo di non discriminazione degli utenti della rete, di pubblicazione di regole trasparenti ed efficienti per la connessione degli impianti di generazione e stoccaggio, di approvvigionamento dei servizi ancillari per la sicurezza del sistema; i servizi di bilanciamento devono essere acquisiti secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate sul mercato, sulla base di requisiti tecnici stabiliti d'intesa con l'ARERA; il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione dell'ARERA, stabilisce le specifiche tecniche e le regole per l'approvvigionamento dei servizi ancillari non di frequenza in modo da assicurare la partecipazione effettiva e non discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato.

L'**articolo 23** modifica le disposizioni vigenti sul ruolo e gli **obblighi dei gestori della rete di distribuzione**. La direttiva parte dall'obiettivo di un accesso non discriminatorio alla rete di distribuzione, ritenuto presupposto determinante per l'accesso alla clientela al livello della vendita al dettaglio. Contro tale obiettivo potrebbe agire la integrazione verticale gestori dei sistemi di distribuzione, potenzialmente lesiva dei principi concorrenziali, specialmente nei confronti dei clienti civili e dei piccoli clienti non civili. La direttiva concede agli Stati membri la possibilità di scegliere tra la separazione proprietaria e l'istituzione di un gestore di sistema indipendente o di un gestore del sistema di trasmissione indipendente dagli interessi della fornitura e della generazione.

La scelta legislativa nazionale è quella di assicurare l'indipendenza del gestore del sistema di distribuzione nell'ambito dell'impresa elettrica verticalmente integrata, facendo salve le esigenze di coordinamento a livello di gruppo societario. Il programma di adempimenti elaborato dal gestore del sistema di distribuzione con le misure per escludere i possibili comportamenti discriminatori individua anche gli obblighi in capo ai dipendenti.

L'articolo in esame prevede inoltre misure per l'evoluzione del ruolo e delle responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione in funzione delle esigenze di flessibilità del sistema e di integrazione della generazione distribuita, secondo criteri di efficienza e sicurezza. Si prevede la modifica della disciplina del dispacciamento e dei mercati all'ingrosso funzionale alla maggiore responsabilizzazione delle risorse distribuite. Nello specifico, è stata prevista l'adozione di provvedimenti da parte dell'Autorità di regolazione finalizzati al coordinamento dei gestori delle reti di distribuzione con il gestore della rete di trasmissione in relazione all'esigenza di promuovere una partecipazione più attiva al mercato dei servizi di dispacciamento delle risorse connesse alle reti di distribuzione (gestione della domanda, unità di generazione, sistemi di accumulo). L'Autorità provvede inoltre a disciplinare la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e consumatori di energia elettrica a bilanciare le proprie posizioni compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete. Si prevede infine che l'Autorità di regolazione disciplini le modalità di approvvigionamento da parte dei gestori dei sistemi di distribuzione dei servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro delle reti di distribuzione (servizi di flessibilità), definendo le specifiche, i ruoli, le procedure di approvvigionamento, le modalità di remunerazione dei servizi e di copertura dei costi.

*Si segnala, ai commi 1 e 2 dell'articolo 23, l'omissione del riferimento al "[decreto legislativo 1°](#);; giugno 2011, n. 93" quale oggetto degli interventi di modificazione ivi disposti.*

Da segnalare anche la previsione di **piani di sviluppo della rete di distribuzione** da parte del gestore, cori cadenza biennale, sulla base di modalità stabilite dall'Autorità di regolazione; in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione nazionale. Il piano ha un orizzonte temporale almeno quinquennale e individua – tra l'altro - le infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i **punti di ricarica per i veicoli elettrici**. Tali piani, che non devono essere predisposti dai gestori dei sistemi di distribuzione alla cui rete sono connessi meno di 100.000 clienti finali o che riforniscono piccoli sistemi isolati, sono sottoposti all'esame dell'Autorità di regolazione che può chiederne modifiche. La

disposizione risponde altresì al criterio stabilito nella legge di delegazione all' articolo 12, comma 1, concernente l'introduzione di misure per il potenziamento dell'infrastruttura di rete e la promozione di *smart grids*.

La modifica al [decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257](#), riguarda in particolare la diffusione dei **punti di ricarica per la mobilità elettrica**. In particolare, la novella legislativa stabilisce le condizioni in base alle quali i gestori dei sistemi di distribuzione possono possedere, sviluppare gestire ed esercire punti di ricarica per veicoli elettrici. Il principio ispiratore della disciplina risiede nel divieto di possedere, sviluppare, gestire o esercire punti di ricarica per i veicoli elettrici ad uso esclusivamente proprio. I punti di ricarica vengono pertanto assegnati dai gestori tramite **procedure d'asta** trasparenti e non discriminatorie. In caso di esito negativo di tali procedure, si deroga al divieto generale di gestione diretta del punto di ricarica, previa approvazione da parte dell'ARERA.

Anche in questa ipotesi, peraltro, con cadenza quinquennale, l'ARERA verifica l'esistenza di soggetti terzi interessati a investire nei punti di ricarica, disponendo nel caso la dismissione degli stessi, con una compensazione volta a consentire il recupero del valore residuo dell'investimento realizzato.

L'**articolo 24** integra le previsioni riguardanti gli obiettivi della regolazione e le funzioni e i **compiti dell'Autorità di regolazione**, novellando a tal fine alcuni articoli del [decreto legislativo n. 93/2011](#). Esso novella le vigenti disposizioni in materia di obiettivi dell'attività di regolazione prevedendo che tra gli stessi siano ricompresi, in particolare, lo sviluppo di mercati regionali transfrontalieri concorrenziali e adeguatamente funzionanti all'interno dell'Unione europea, la rimozione delle restrizioni agli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri, lo sviluppo di adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere e la previsione di adeguati incentivi ai gestori e agli utenti dei sistemi di distribuzione e di trasmissione dell'energia elettrica per migliorare l'efficienza energetica delle prestazioni dei sistemi, promuovendo l'integrazione dei mercati.

L'**articolo 25** individua le disposizioni, la cui inosservanza comporta l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie da parte dell'ARERA.

L'**articolo 26** prevede che a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto, l'ARERA decide in merito alle richieste di esenzione ovvero di modifica di un'esenzione già concessa, dal diritto di accesso dei terzi alle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici degli Stati membri, in base all'articolo 63 del regolamento (UE) 2019/943, recante la disciplina relativa ai nuovi interconnettori.

Al riguardo, la relazione illustrativa precisa che resta confermato il quadro normativo per le esenzioni riguardanti nuove interconnessioni con i Paesi terzi per le quali la decisione compete al Ministero della transizione ecologica.

L'**articolo 27** reca la clausola d'invarianza finanziaria.

## Relazioni e pareri allegati

Lo schema è corredato da relazione illustrativa, tabella di concordanza, relazione tecnica e analisi tecnico-normativa.



## Rispetto delle competenze legislative costituzionalmente definite

Il [terzo comma dell'art. 117 Cost.](#) rimette alla legislazione concorrente Stato-Regioni la materia produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia. La Corte costituzionale, a partire dalla sentenza n. 6 del 2004 (nello stesso senso, v. anche le sentenze n. 383 del 2005, n. 248 del 2006 e n. 88 del 2009), ha ritenuto ammissibile un intervento dello Stato con una normativa di dettaglio nel settore energetico, applicando il principio della "attrazione in sussidiarietà" elaborato nella sentenza n. 303 del 2003.

**Senato: Dossier n. 440**

**Camera: Atti del Governo n. 294**

**13 settembre 2021**

Senato	Servizio Studi del Senato Ufficio ricerche nei settori attività produttive e agricoltura	Studi1@senato.it - 066706-2451	 SR_Studi
Camera	Servizio Studi Dipartimento Attività Produttive	st_attprod@camera.it - 066760-9574	 CD_attProd